

ВНУТРЕННИЙ СПРОС НА ГАЗ: ТРЕНД НА СТАГНАЦИЮ?

АВТОРЫ



Александр БЫЛКИН
Старший консультант
A.Bylkin@vygon.consulting



Николай ПОСЫПАНКО
Консультант
N.Posypanko@vygon.consulting



Анна ЛЬВОВА
Аналитик
A.Lvova@vygon.consulting

СОДЕРЖАНИЕ

РЕЗЮМЕ.....	3
АНАЛИЗ ТЕНДЕНЦИЙ ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ.....	5
СТРУКТУРА И ДИНАМИКА СПРОСА.....	6
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА.....	8
ПРОЧИЕ СЕКТОРА.....	12
ПРОГНОЗ СПРОСА НА ГАЗ.....	24
ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НЕЗАВИСИМЫЕ ОЦЕНКИ.....	24
СЦЕНАРИЙ СТАГНАЦИИ.....	26
ПОТЕНЦИАЛ ГАЗОСБЕРЕЖЕНИЯ.....	37

РЕЗЮМЕ

Спрос на газ в России стагнирует с 2011 г., хотя, по всем прогнозам, должен был расти. Начиная с 2006 г. объемы его использования в промышленном и коммунально-бытовом секторах, а также населением практически не менялись, несмотря на значительную трансформацию экономики страны. Единственным сегментом с выраженной динамикой была электроэнергетика, задававшая тренд потребления газа всей стране.

Что касается текущих прогнозов, государственные органы на будущий спрос на газ смотрят сугубо позитивно, вопреки негативным тенденциям в прошлом. Зарубежные аналитические агентства меняют свои оценки от года к году, предсказывая то подъем, то рецессию.

У участников газовой отрасли России нет единой позиции в отношении долгосрочного прогноза спроса на газ. В таких условиях компаниям сложно выработать стратегии, а государству совершенствовать регулирование газового рынка. Состояние неопределенности негативно сказывается на отрасли, снижая инвестиционную активность и препятствуя таким образом реализации потенциала газодобычи страны.

Основные выводы исследования

- Пик спроса на газ пройден в 2011 г.: начиная с этого момента его потребление снизилось на 20 млрд м³ до 457 млрд м³ в 2016 г. Такая динамика объясняется медленным повышением потребности в электроэнергии и сокращением спроса на тепло, в том числе за счет роста энергоэффективности.
- Программа ДПМ в электроэнергетике стала главной причиной снижения спроса на газ. Вводы новых атомных и тепловых станций с высоким КПД при минимальном увеличении потребления электроэнергии привели к выпадению с рынка 14 млрд м³ в 2011–2016 гг.
- Положение Газпрома на внутреннем рынке пошатнулось из-за стагнации спроса: позицию монополиста подорвали независимые поставщики газа, завладев 43% предложения в 2016 г. В рамках действующей регуляторной модели конкуренты Газпрома могут продавать газ по цене ниже регулируемой, что позволяет им реализовывать все добываемые объемы. Именно такая логика легла в основу при разработке современной модели рынка, однако предполагалось, что при растущем спросе такой подход минимально скажется на доле Газпрома.

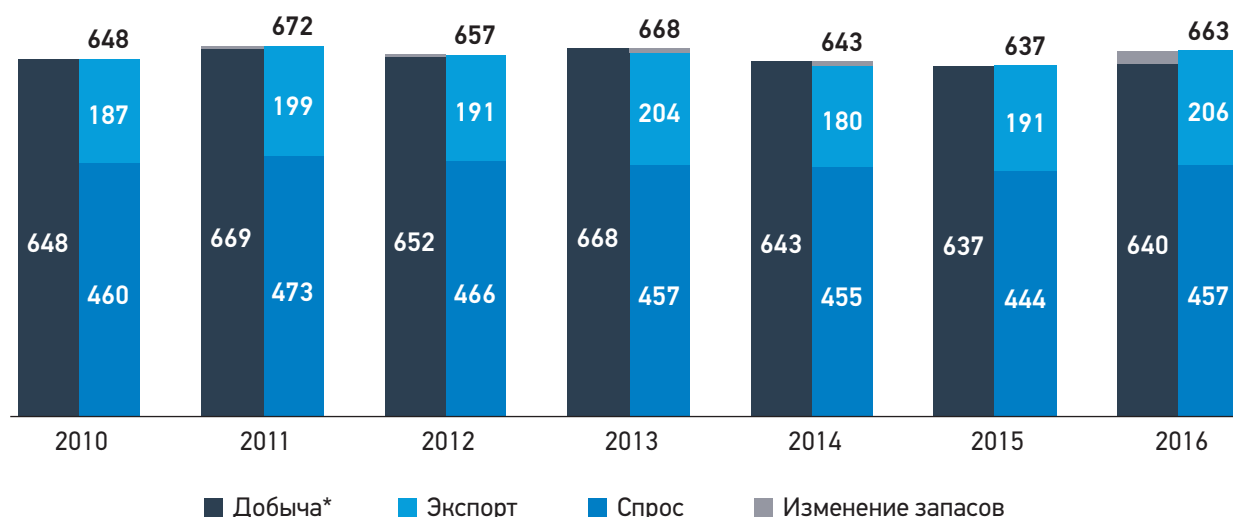
- Усилия Газпрома по газификации не приводят к росту спроса на газ со стороны населения из-за повышения энергоэффективности жилых домов. В таких условиях социальная функция для компании становится все более затратной, особенно учитывая более низкие по сравнению с промышленными тарифы на газ для населения.
- Газохимия – единственный перспективный сегмент потребления газа в РФ. Низкие внутренние цены на сырье обеспечивают отечественным газохимическим компаниям высококонкурентные позиции на мировых рынках.
- Текущее потребление топлива со стороны газомоторного транспорта составляет 0,5 млрд м³, или 0,1% совокупного спроса. Даже высокие темпы развития этого сегмента не окажут весомого влияния на рынок.
- В данной работе мы рассматриваем два сценария спроса на газ в РФ до 2030 г.: базовый и «Газосбережение». Они опираются на одинаковые предпосылки экономического роста, но различаются степенью внедрения энергоэффективного оборудования.
- По базовому сценарию VYGON Consulting спрос на газ в России будет расти медленно и к 2030 г. составит 469 млрд м³. Прирост обеспечат электроэнергетика и газохимия, потребление в других отраслях заметно не поменяется.
- Сценарий «Газосбережение» предполагает ускоренный рост топливной эффективности и снижение потребления до 411 млрд м³ к 2030 г. Он может быть обусловлен как увеличением внутренних цен, так и более быстрым развитием технологий.
- В сценарии «Газосбережение» основной вклад в снижение спроса может обеспечить электроэнергетика (-27 млрд м³ к 2030 г.), если большинство ТЭС страны будет переведено на парогазовый цикл и средний КПД приблизится к 50%. Такая модернизация может быть обоснована двукратным ростом цен на газ до 8 тыс. руб./тыс. м³ или дополнительным государственным стимулированием использования данной технологии посредством мер поддержки энергетического машиностроения.
- Достижение целевых показателей развития ВИЭ и увеличение выработки зеленой электроэнергии до 50 млрд кВт*ч отразится на объеме потребления газа в виде дополнительного снижения на 10 млрд м³ в год.

АНАЛИЗ ТЕНДЕНЦИЙ ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ

Россия обладает одними из крупнейших запасов природного газа в мире, по данным ВР, уступая только Ирану, и находится на втором месте после США по его добыче. Нереализуемый потенциал производства газа в стране составляет порядка 150 млрд м³ в год при среднегодовом уровне добычи 650 млрд м³ (Рисунок 1). Его реализация затруднена ввиду ограниченности рынков сбыта.

За рубеж вывозится порядка 30% добываемого в стране газа, увеличение объемов экспорта в западном направлении во многом сдерживается импортерами по геополитическим соображениям. Внутренний же рынок, фактически выступающий драйвером российской газовой отрасли, демонстрирует устойчивую стагнацию с 2011 г. Возможно ли переломить данную тенденцию и реализовать огромный потенциал газодобычи?

Рис. 1. Ретроспективный баланс спроса и предложения на газ в РФ (без учета транзитного ресурса), млрд м³



* В добыче учтен импортный ресурс (≈1 млрд м³ ежегодно).

Источник: Газпром, Минэнерго, VYGON Consulting

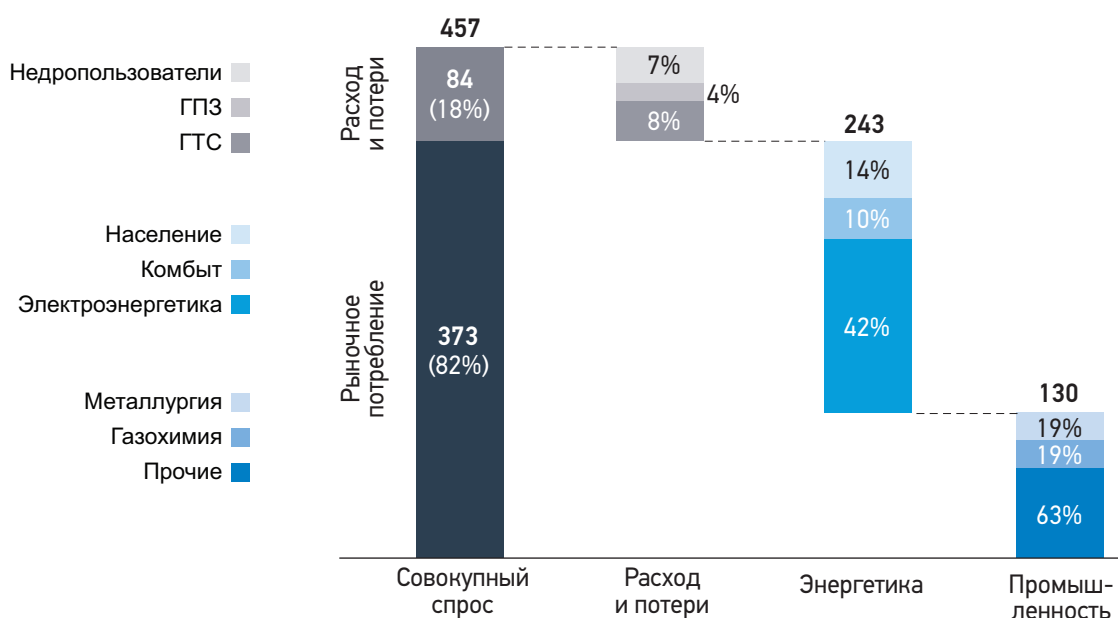
Текущие официальные прогнозы указывают на рост спроса в долгосрочной перспективе, что подтверждают и исторические данные: повышающий тренд отмечали шесть лет назад. Однако в 2012 г. потребление газа снизилось, более того, падение спроса наблюдалось вплоть до 2015 г.

Диссонанс фактов и ожиданий заставляет усомниться в том, что в будущем спрос на газ вырастет. Убедиться в корректности или ошибочности существующих прогнозов позволит комплексный анализ динамики и структуры потребления, а также обоснованность сценарных предпосылок.

СТРУКТУРА И ДИНАМИКА СПРОСА

В топливно-энергетическом балансе (ТЭБ) России газ играет ключевую роль: на его долю приходилось 52% от 964 млн т.у.т. (проект ЭС-2035) общего потребления в 2015 г. Для генерации электроэнергии и тепла было сожжено 53%, или 243 млрд м³, газа в 2016 г., а для нужд промышленности – 129 млрд м³ (Рисунок 2). В совокупности эти сектора формируют рыночный спрос (82%, или 373 млрд м³), отражая потребность конечных потребителей. Остальные 18% приходятся на вспомогательное использование для обеспечения функционирования газовой отрасли. Сюда относятся нужды газотранспортной системы (ГТС) и недропользователей, а также переработка на газоперерабатывающих заводах (ГПЗ). Каждый из этих сегментов в отрыве от рыночных потребителей существовать не может.

Рис. 2. Структура потребления газа на внутреннем рынке РФ в 2016 г., млрд м³



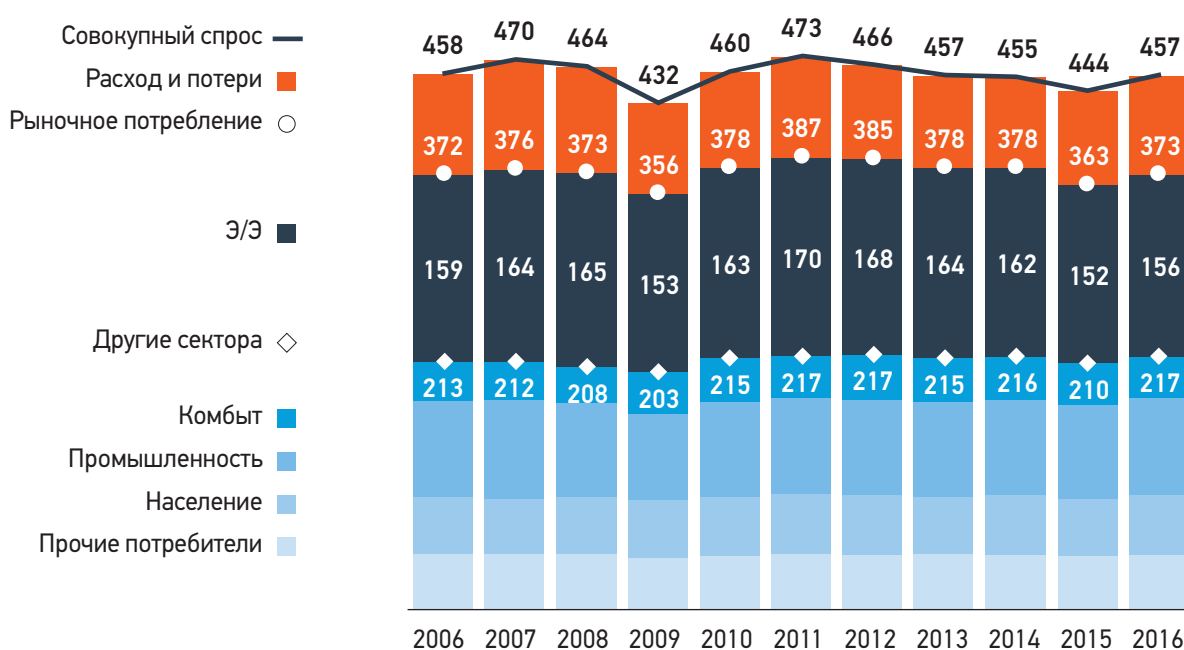
Источник: Росстат, Минэнерго, VYGON Consulting

Динамика спроса на газ характеризовалась восходящим трендом до 2011 г. (исключая кризис 2009 г.), после чего начался период стагнации, который продолжается вплоть до настоящего момента. Потребление снизилось с 473 млрд м³ в 2011 г. до 457 млрд м³ в 2016-м, достигнув локального минимума в 2015 г. (444 млрд м³). Такая ситуация обусловлена рядом причин, среди которых первостепенное значение имеет энергоэффективность. Экономический спад также сыграл свою роль, но он проявился только в 2015 г., спустя четыре года с начала снижения спроса.

Высокая доля газа в ТЭБ РФ объясняется реализацией концепции «газовой паузы» и низкой стоимостью газа. Еще в 2006 г. тонна условного топлива газа была вдвое дешевле энергетиче-

ского угля, однако в процессе индексирования цен соотношение поменялось, и стоимость газа превысила эквивалент твердого топлива на 10% к 2016 г. Одновременно с ростом цен прекратилось интенсивное развитие экономики, что вызвало замедление увеличения спроса на энергоресурсы. Существующие потребители были вынуждены экономить, а новые изначально ориентировались на использование более современного оборудования. Вследствие таких процессов спрос на газ снизился, к 2016 г. достигнув значения 2006 г.

Рис. 3. Структура и динамика спроса на газ в РФ, млрд м³



Источник: Минэнерго, Росстат, VYGON Consulting

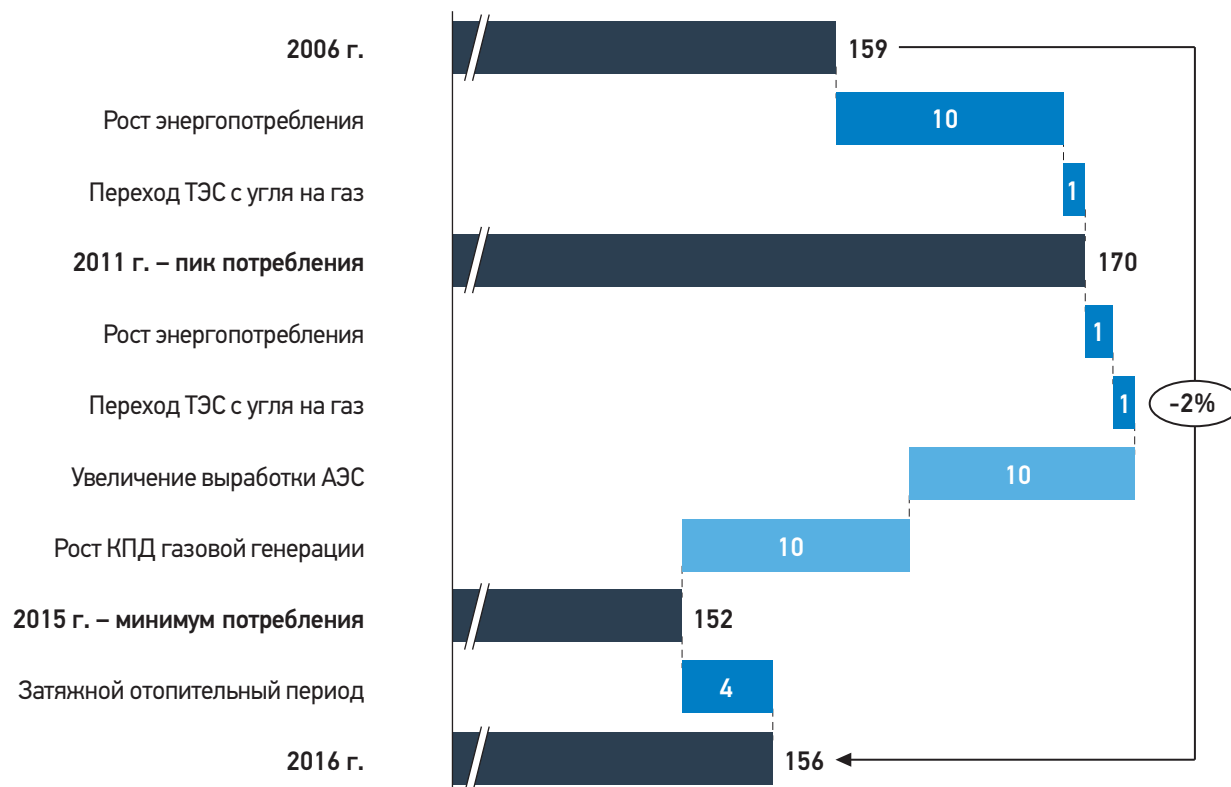
В рассматриваемый период наиболее существенные изменения происходили в электроэнергетике (156 млрд м³ в 2016 г.): сегмент был драйвером не только рыночного потребления, но и совокупного спроса на газ (Рисунок 3). Другие сектора за последние десять лет оставались практически в прежнем состоянии и в совокупности оказывали минимальное влияние на динамику спроса внутреннего рынка.

Электроэнергетика обеспечила 11 из 15 млрд м³ совокупного прироста спроса на газ в 2006–2011 гг., и точно так же снижение объемов электрогенерации обусловило 14 из 16 млрд м³ сокращения общероссийского газопотребления в 2011–2016 гг. Разнонаправленная динамика главной движущей силы рынка требует детального рассмотрения, т. к. только комплексный ретроспективный анализ позволит сделать обоснованные выводы о перспективах спроса на газ в электроэнергетике.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

В 2006–2016 гг. в отрасли произошло несколько значительных изменений, среди которых наиболее заметны смена быстрого роста энергопотребления стагнацией, перераспределение выработки на атомные станции и значительное улучшение КПД газовых ТЭС (Рисунок 4).

Рис. 4. Факторы изменения спроса на газ для выработки электроэнергии, млрд м³



Источник: VYGON Consulting

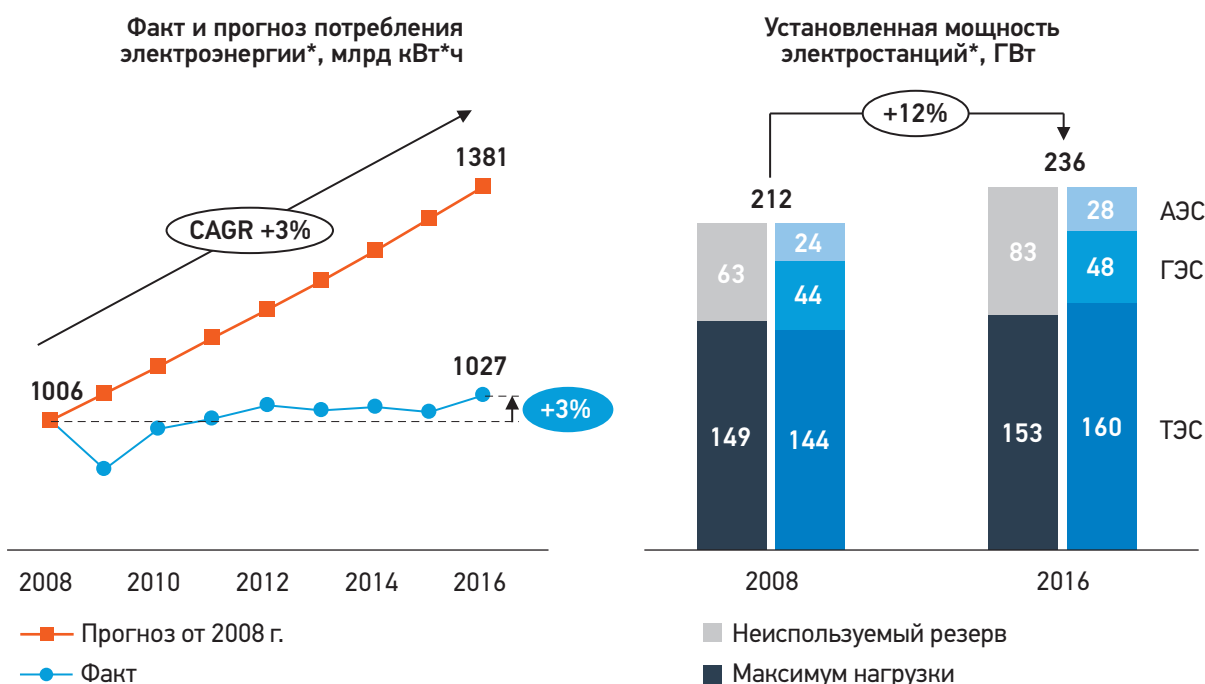
До 2011 г. для покрытия возрастающего спроса на электроэнергию ТЭС увеличивали выработку, тем самым способствуя повышенному потреблению газа. Перелом наступил в 2011–2016 гг. после разгрузки газовых станций в европейской части России.

В указанный период остались не востребуемыми 10 млрд м³ газа. Причина – рост производства электроэнергии на АЭС благодаря вводам новых энергоблоков и повышению коэффициента использования установленной мощности (КИУМ)¹ на АЭС.

¹ КИУМ – отношение фактической выработки электроэнергии к установленной мощности.

Рост КПД ТЭС, ввод новых и увеличение загрузки существующих АЭС стали следствием реализации программы ДПМ² по модернизации и расширению генерирующих мощностей для предотвращения их ожидаемого дефицита. В преддверии кризиса 2008 г. предполагалось, что темпы роста потребления электроэнергии составят порядка 4% в год (Рисунок 5).

Рис. 5. Влияние ожиданий в отношении потребления электроэнергии на рост установленной мощности электростанций



* Данные по Единой энергетической системе РФ (исключены изолированные системы).

Источник: VYGON Consulting

С целью подготовки к такой динамике и были приняты решения, в результате которых в зоне Единой энергетической системы (ЕЭС) в 2008–2016 гг. были введены 26 ГВт дополнительных генерирующих мощностей ТЭС, 4 ГВт новых атомных и столько же гидравлических электростанций.

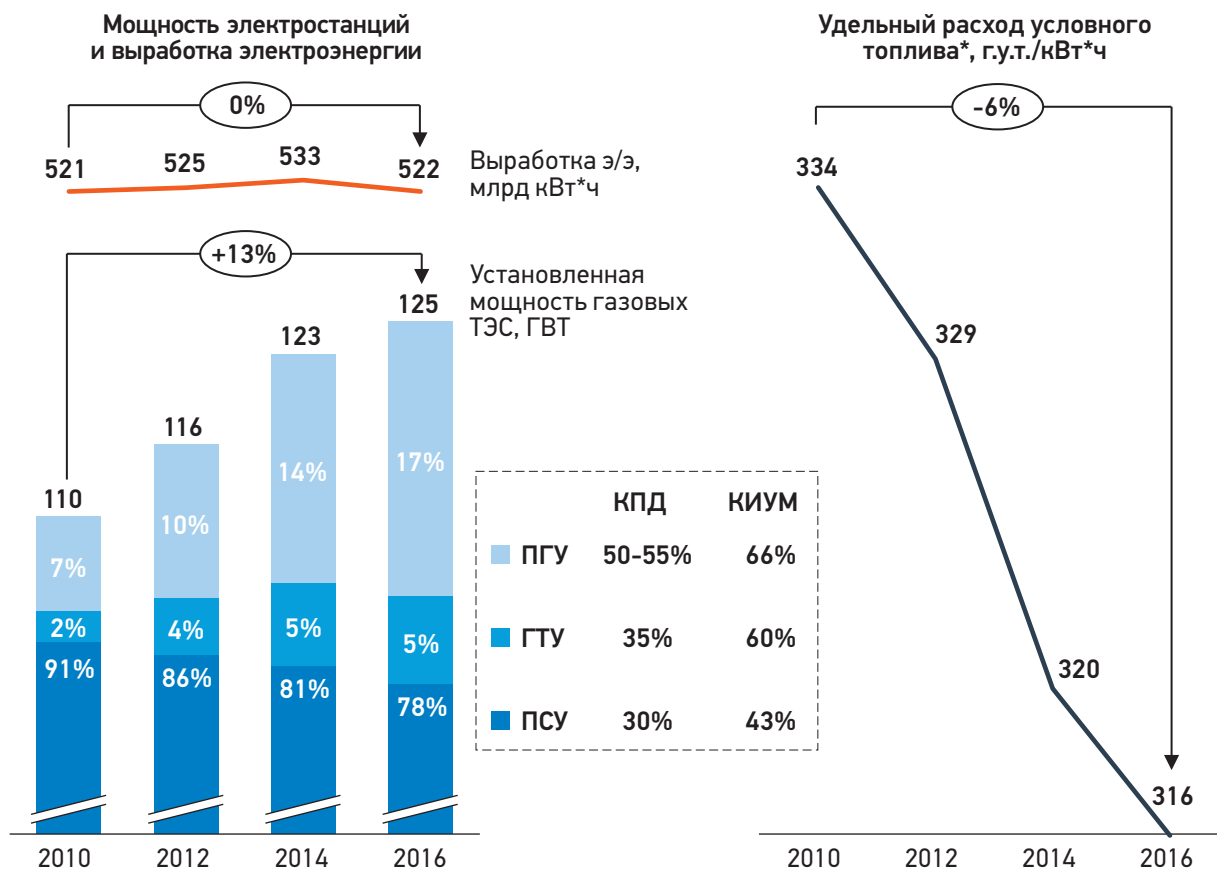
Однако реальное увеличение потребления электроэнергии в период с 2006 по 2016 гг. составило всего 7%, и на основной части территории РФ могло быть покрыто без наращивания мощности.

Превышение генерирующей мощности в ЕЭС над фактическим пиком потребления в 2008 г. равнялось 63 ГВт и де-факто было достаточным для удовлетворения спроса с учетом сетевых ограничений, запертых резервов и плановых ремонтов. Однако к 2016 г. этот запас вырос еще на 20 ГВт, т. е. новые мощности по сути стали дополнительным резервом для системы.

Следует отметить, что ввиду особенностей энергорынка при прочих равных приоритет в выработке отдается атомным и гидроэлектростанциям. Тепловые электростанции, кроме станций, работающих по графику тепловой нагрузки, загружаются по остаточному принципу. Таким образом, сформированный за 2008–2016 гг. избыток генерирующих мощностей по отношению к спросу на энергию отражается на среднеотраслевых КИУМ ТЭС.

Практически весь рост тепловых мощностей пришелся на газовые ТЭС (15 из 16 ГВт). При этом вводились современные установки с высоким КПД (Рисунок 6).

Рис. 6. Влияние структуры выработки электроэнергии на газовых ТЭС на удельный расход топлива



* Удельный расход условного топлива – требуемое количество граммов условного топлива для выработки 1 кВт*ч электроэнергии.

Источник: VYGON Consulting

Доля наиболее эффективных парогазовых установок (ПГУ) к 2016 г. достигла 17% (рост на 10% с 2010 г.), а доля газотурбинных (ГТУ) возросла с 3% до 5%.

Заметное увеличение генерирующих мощностей на газовых ТЭС сопровождалось стагнацией потребления электроэнергии. Предполагавшая же гарантированный возврат инвестиций программа ДПМ привела к перераспределению выработки в пользу более эффективных электростанций на парогазовом цикле. Средний КИУМ для ПГУ составляет 66% при КПД 50–55%, те же показатели для паросиловых установок (ПСУ) равняются 43% и 30–35% соответственно.

Смещение выработки на новые ТЭС при том же объеме производства электроэнергии обусловило сокращение использования газа: в 2010–2016 гг. удельный расход условного топлива (УРУТ³) снизился на 6%.

Как отмечалось выше, при формировании диспетчерского графика загрузки генерирующего оборудования приоритет отдается ТЭЦ (теплофикация), АЭС и ГЭС, а ТЭС являются замыкающим поставщиком. Поскольку газовая генерация располагается преимущественно в западной части страны, больше всего на ее востребованность влияют атомные электростанции. Ввод новых АЭС и рост их использования приводит к падению КИУМ на газовых ТЭС (Рисунок 7).

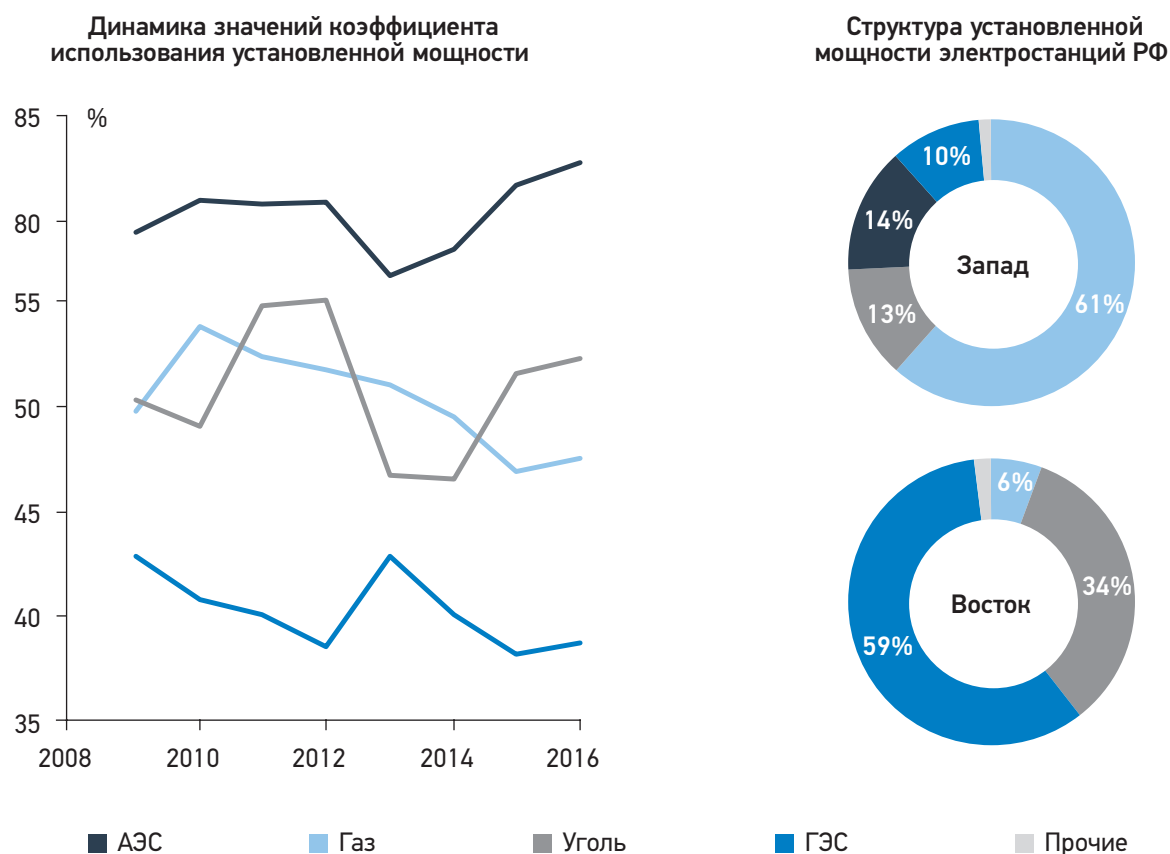
В Сибири наблюдается аналогичная картина, но в противофазе находятся угольные ТЭС и ГЭС. Сильные колебания КИУМ этих двух источников энергии связаны с невозможностью управлять совокупным объемом водных ресурсов: в маловодные годы на фоне ограниченной выработки ГЭС эксплуатация угольных ТЭС достигает максимума, и наоборот.

Также важно отметить, что на востоке страны газовая генерация не играет существенной роли в энергобалансе из-за неразвитости газотранспортной инфраструктуры и нехватки самого ресурса. Однако строительство трубопроводов сдерживается не только их высокой стоимостью, но и низкой экономической целесообразностью таких проектов. Дело в том, что здесь выгодно использовать энергетический уголь, большая часть которого (около 70%) потребляется в Сибирском и Уральском федеральных округах близко к регионам добычи (Кузбасский, Канско-Ачинский, Экибастузский угольные бассейны). В то же время замещение газом

³ УРУТ газовых ТЭС – расход газа, выраженный в граммах условного топлива, для производства 1 кВт*ч электроэнергии.

чревато негативными последствиями для угольной отрасли. Поставить на экспорт новые объемы угля в краткосрочной перспективе практически невозможно – инфраструктура (железные дороги и порты) сегодня уже задействована на 100%.

Рис. 7. Зоны межтопливной конкуренции в энергетике РФ



Источник: VYGON Consulting

ПРОЧИЕ СЕКТОРА

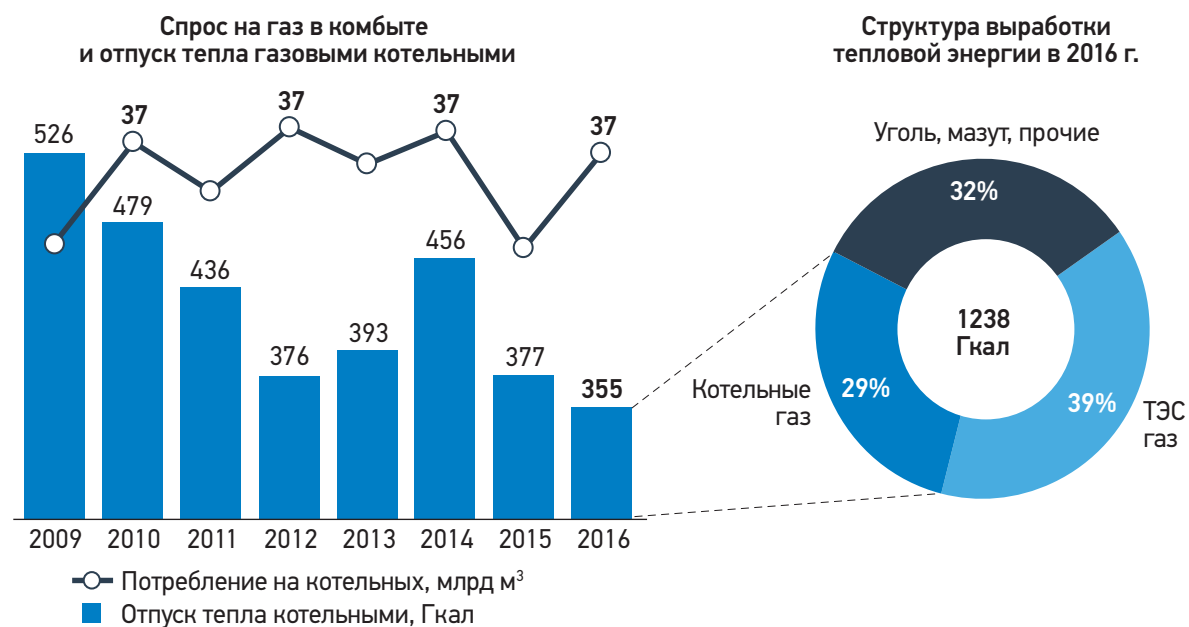
Хотя другие отрасли газопотребления в совокупности заметно не влияют на динамику спроса на газ в России, каждая в отдельности подвержена воздействию специфических факторов. Это касается и основных сегментов – теплоэнергетики, промышленности, а также расходов и потерь. Например, использование газа населением не увеличивается вопреки повышению уровня газификации, а потребление газа в металлургии снижается при одновременном его росте в газохимии.

Теплоэнергетика

Следующим крупным сегментом спроса на газ после электроэнергетики выступает теплоэнергетика, где выделяется коммунально-бытовой сектор и население. Под комбытом понимаются районные котельные, а под населением – потребление газа бойлерами и плитами. Выработка тепла совместно с электроэнергией на ТЭС относится в настоящем сегментировании к электроэнергетике, что связано с невозможностью отнести потребленный газ на каждый из продуктов выработки.

Среди всех централизованных источников теплогенерации газовые котельные составляют 29% по итогам 2016 г. (Рисунок 8). Другим крупным источником являются газовые ТЭС (39%), оставшаяся доля относится прежде всего к углю, реже к мазуту и прочим ресурсам. Совокупная выработка тепла, по данным Росстата, снизилась с 1 419 до 1 238 Гкал на 13% в 2009–2016 гг., что, по всей видимости, не соответствует действительности. На изъян в статистике указывают газовые котельные: сокращение выработки тепла на треть происходило на фоне стагнации потребления газа (37 млрд м³ в год).

Рис. 8. Потребление газа и отпуск тепла котельными



Источник: VYGON Consulting

Прямая трактовка говорит одновременно о снижении эффективности производства тепла и сокращении потребности в нем. На самом деле выработка тепла и его отпуск не были эквивалент-

ны. Учет в статистике производился по отпуску, который в свою очередь рассчитывался по нормативам в отрыве от реального производства энергии. С началом внедрения приборов учета и контроля на стороне потребителя сбытовые компании постепенно перестали завышать показатели отпуска тепла, которые к настоящему моменту практически сравнялись с его выработкой.

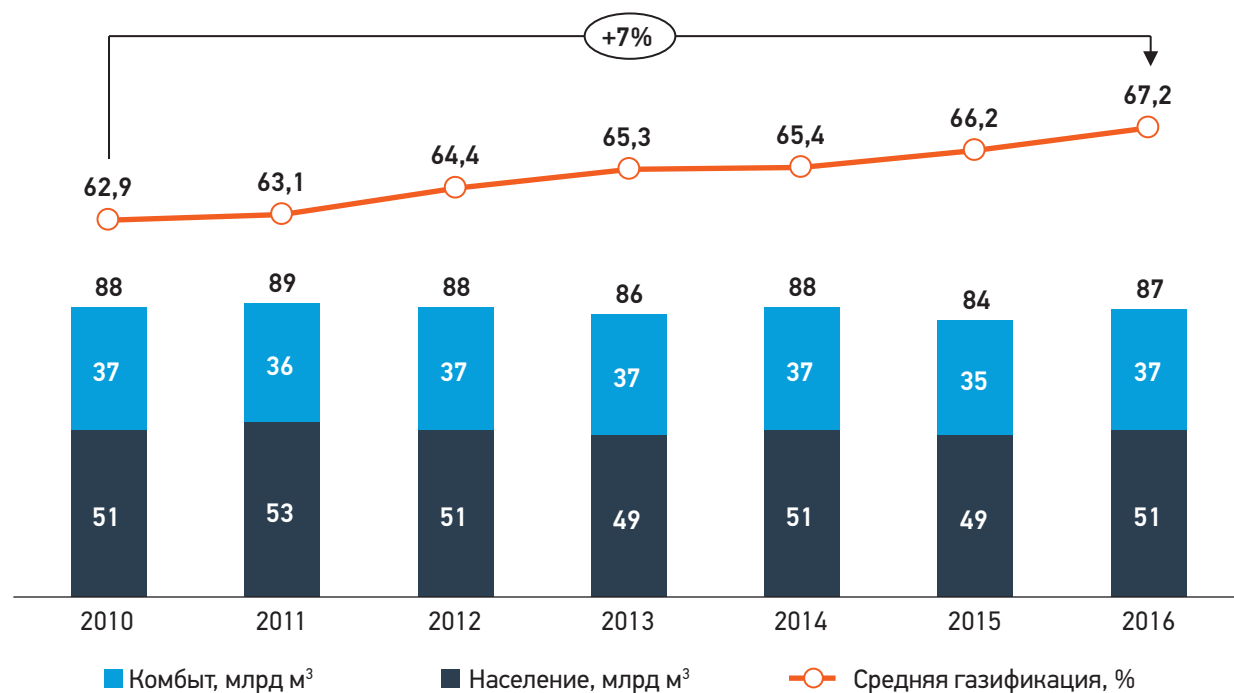
Аналогичная ситуация наблюдается и со спросом населения: подключение новых потребителей не обеспечивает повышения газопотребления. Наблюдаемый рост уровня газификации (Рисунок 9), казалось бы, предполагает увеличение использования газа. Однако в 2010–2016 гг. показатель газификации возрос с 63% до 67%, но спрос как комбыта, так и населения практически не менялся, оставаясь на отметке около 87 млрд м³. Такая динамика, во-первых, обусловлена снижением эффективности газификации, т. е. новые потребители создают меньше спроса, чем годами ранее.

Подключаются все более удаленные и малонаселенные города и села с низким потенциалом газопотребления. Немаловажно, что сама методика расчета уровня газификации основана на подсчете количества присоединенных домохозяйств, но не учитывает «размер» пользователя. Во-вторых, снижается потребность в топливе уже подключенных домохозяйств, что связано с улучшением теплоизоляции жилых помещений и ростом топливной эффективности отопительных котлов.

Для Газпрома, несущего на себе основное бремя газоснабжения комбыта и населения, отсутствие роста потребления при дополнительной газификации означает прямые убытки. Строительство дорогостоящей инфраструктуры, сопровождаемое неплатежами, низкими тарифами для населения и возрастающей конкуренцией со стороны независимых производителей газа, ухудшает показатели работы владельца ГТС.

Другие компании таких обязательств не имеют, работая с крупными платежеспособными игроками и оставляя Газпрому неликвидный сектор. В текущей модели регулирования рынка ситуация не изменится, и Газпром будет вынужден выполнять устанавливаемые сверху показатели газификации.

Рис. 9. Темпы газификации и потребление газа в теплоэнергетике



Источник: YGON Consulting

Промышленность

Спрос на газ со стороны промышленности – это семь крупных сегментов плюс широкая группа прочего потребления (Рисунок 10). В промышленности основной нетопливный сегмент относится к газохимии, а комбинированное использование представлено металлургией и производством цемента. Все остальные отрасли, за рядом исключений, потребляют газ для собственной генерации тепла, реже – электричества. Даже нефтехимическая отрасль использует всего 0,5 млрд м³ метана в год в пиролизных печах, остальные 10,5 млрд м³ служат источником для выработки тепла.

Общее промышленное потребление в 2006–2016 гг. оставалось на одном уровне – 130 млрд м³. Однако отдельные сегменты демонстрировали разнонаправленную динамику. Прежде всего это рост в газохимии и снижение в металлургии, требующие детального рассмотрения. Изменения также коснулись нефтепереработки, нефтехимии, производства цемента и автотранспорта (см. «Ездить на метане не так дешево»).

Ездить на метане не так дешево

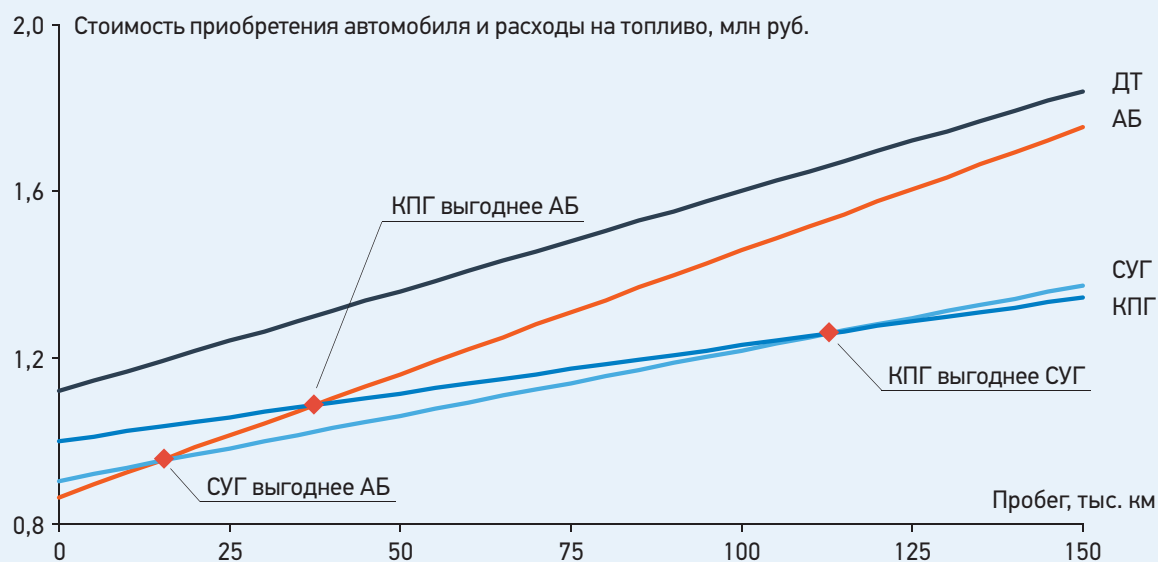
Несмотря на государственное субсидирование покупки более дорогих газовых транспортных средств (ТС), а также усилия Газпрома по развитию инфраструктуры, транспорт на КПГ распространяется очень медленно. Объем потребления природного газа автопарком едва превышает 0,5 млрд м³, или 0,1% от совокупного спроса в РФ. При общем российском автопарке в 49,7 млн шт. численность ТС на метане составляет всего 149 тыс. шт., или 0,3%. Автомобилистам доступны всего 330 АГНКС против порядка 30 тыс. традиционных АЗС.

Метан в среднем стоит 13 руб./м³, а литр бензина АИ-92 обойдется практически втрое дороже, хотя их теплотворная способность сопоставима. В контексте цен низкая популярность транспорта на КПГ может показаться нелогичной. Однако, если посчитать полные затраты на владение транспортом на различных видах топлива, все становится на свои места.

Хорошим примером служит заводская модель «Газель Бизнес» концерна АвтоГАЗ, которая выпускается со всеми типами двигателей. Оказывается, что машина на СУГ наиболее выгодна с точки зрения приобретения и владения вплоть до 115 тыс. км пробега. Только после этого аналог на КПГ выигрывает по накопленной выгоде.

СУГ – главный барьер к распространению транспорта на КПГ. Сжиженный газ немного дороже, но переоборудование на него значительно дешевле. А в совокупности с нехваткой заправок метан теряет всякую привлекательность для автовладельцев.

Совокупные эксплуатационные затраты в зависимости от накопленного пробега



Источник: АвтоГАЗ, VYGON Consulting

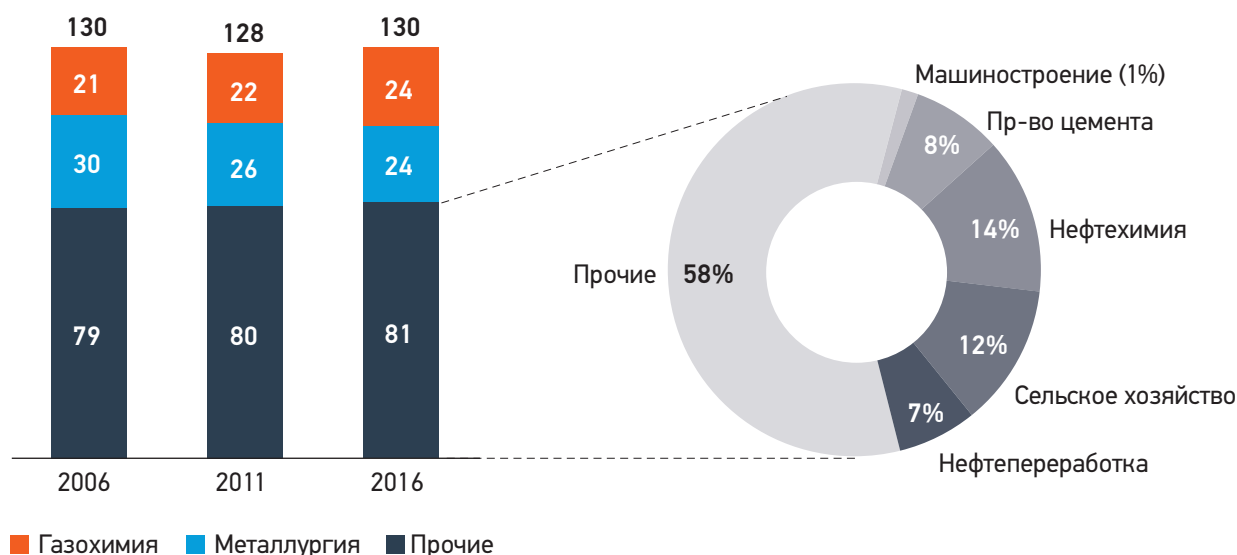
Парметры расчета	АБ	СУГ	КПГ	ДТ
Цена автомобиля, млн руб.	0,865	0,905	1,000	1,120
Цена топлива, руб./л (м ³)	37,0	17,0	13,0	37,0
Расход топлива, л(м ³)/100 км	16,0	18,4	17,7	13,0

В нефтепереработке в 2006–2016 гг. потребление метана увеличилось двукратно до 5 млрд м³ в связи с ростом объемов переработки на НПЗ (на 27%, или 59 млн т) и выхода светлых нефтепродуктов (ввиду потребностей в водороде на установках гидроочистки моторных топлив и гидрокрекинга).

В нефтехимии прирост потребления газа (+2% до 11 млрд м³ за рассматриваемый период времени) практически полностью был обусловлен повышением потребности в подводе тепла, чему способствовало наращивание производства полимеров и продукции органической химии.

Выпуск цемента стал сокращаться с началом экономического кризиса (на 20% до 55 млн т в 2014–2016 гг.), что незамедлительно отразилось на потреблении газа, которое снизилось на 25% до 6 млрд м³ в тот же период времени. Дополнительные 5% снижения спроса на газ отражают процесс перехода заводов на твердое топливо (уголь) из-за опережающего роста цен на газ. Аналогичное замещение происходит и в металлургии.

Рис. 10. Структура промышленного потребления газа, млрд м³



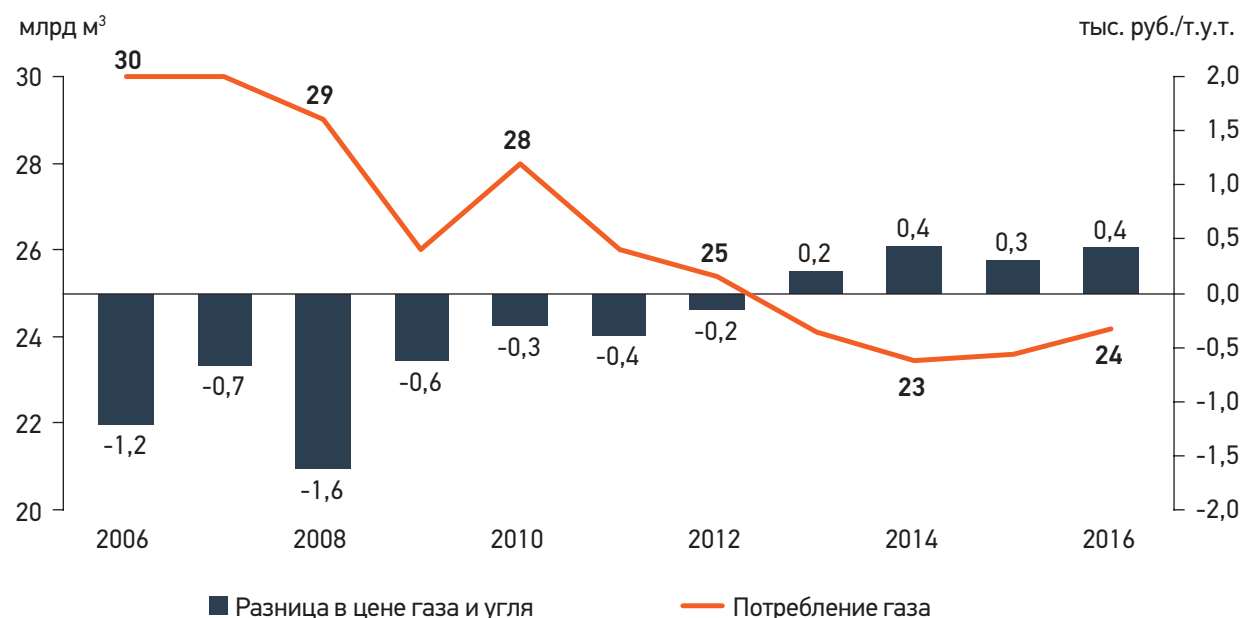
Источник: VYGON Consulting

Ранее металлургия была крупнейшей газопотребляющей отраслью промышленности, но ее потребность в данном топливе снизилась в 2006–2016 гг. с 30 до 24 млрд м³ (Рисунок 11) ввиду обострения межтопливной конкуренции с углем.

Метан используется прежде всего при выплавке чугуна в качестве восстановителя наряду с коксовым газом, а также для нагрева печей. По мере роста стоимости природного газа привлекательность его использования в металлургии снижалась. В 2006 г. тонна условного топлива газа стоила в два раза меньше угля⁴, но уже к 2012–2013 гг. цены сравнялись, а к 2016 г. цена газа превышала субститут на 9% (0,4 тыс. руб./т.у.т.). Однако в последние годы объемы использования газа в металлургии стабилизировались ввиду завершения цикла работ по повышению энергоэффективности, в рамках которого и проводились мероприятия по внедрению твердого топлива.

Кроме того, замещение коксовым газом, получаемым из угля, происходило на фоне стагнации выпуска металлургической продукции. Отсутствие роста в отрасли связано с ее ориентацией в первую очередь на слабо развивающийся внутренний рынок. Только 35% поставляется на экспорт, и дальнейшее расширение канала затруднительно в свете профицита мировых сталеплавильных мощностей и наличия антидемпинговых импортных пошлин для российской продукции в некоторых странах.

Рис. 11. Влияние разницы цен на энергоносители на потребление газа в металлургии



Источник: Росстат, Минпромторг, VYGON Consulting

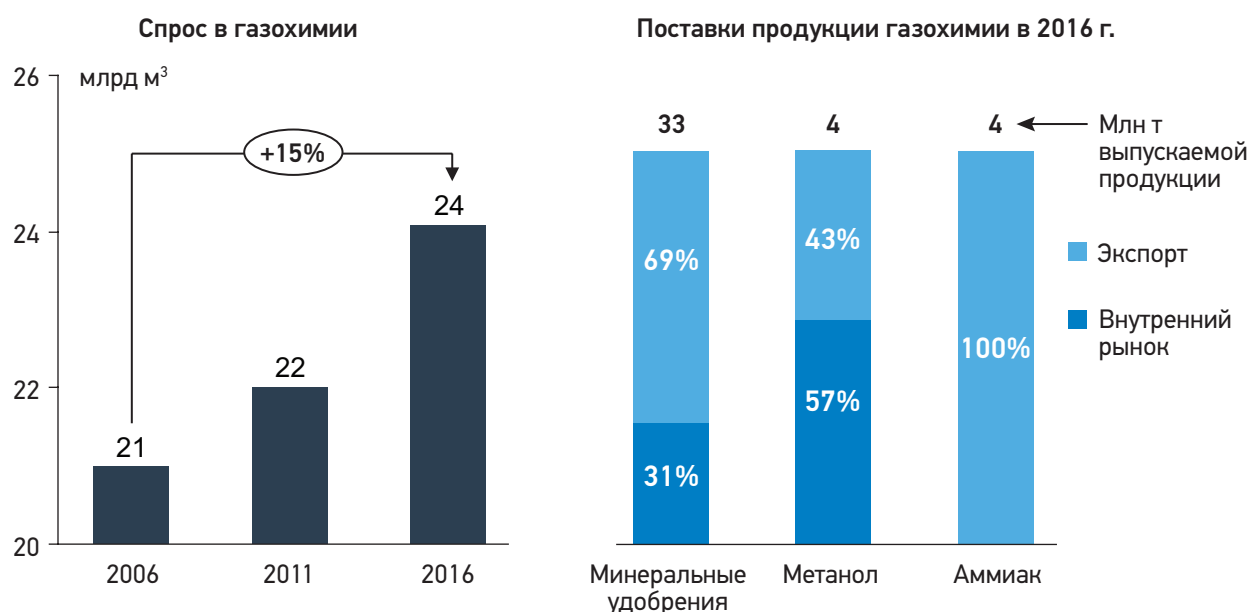
В отличие от металлургии, газохимическая отрасль находится на подъеме: существующие заводы полностью загружены, ведет-

⁴ Приведена индикативная разница цен на тонну условного топлива газа и энергетического угля.

ся расширение действующих и строительство новых мощностей. Спрос на газ в секторе за 2006–2016 гг. вырос на 15% до 24 млрд м³ (Рисунок 12), а в ближайшие годы его темпы только ускорятся. Такая динамика прежде всего обусловлена внешним спросом на выпускаемую продукцию. Более чем две трети производимых минеральных удобрений и чуть менее половины метанола вывозятся за рубеж. Примечательно, что экспортируется не только готовая продукция, но даже чистый аммиак (в объеме 4 млн т в год) – базовый полупродукт газохимии.

Отечественные потребители получают газ по сравнительно низким регулируемым ценам. Например, в 2016 г. в Германии средняя цена газа для промышленности составляла 250 евро/тыс. м³ (18 500 руб./тыс. м³), что пятикратно превышает стоимость голубого топлива в России. Однако внутренние потребители газа чаще всего не могут реализовать ценовое преимущество на внешних рынках. Поставка электроэнергии технологически возможна только в приграничные с Россией районы, металлургическая продукция подпадает под антидемпинговые западные пошлины, транспортировка цемента стоит дорого и так далее. Безусловно, низкие тарифы на электроэнергию и тепло для промышленности являются преимуществом, но необходимость транспортировки продукции, особенно крупнотоннажной, из глубины страны зачастую его нивелирует.

Рис. 12. Параметры газохимической отрасли



Источник: Росстат, данные компаний, VYGON Consulting

Для газохимии всех упомянутых барьеров нет, и продукция свободно вывозится за рубеж, конкурируя наравне с предложением крупнейших мировых производителей. По валовым производственным показателям Россия занимает существенную нишу: 9% (15 млн т) и 5% (4 млн т) мирового выпуска аммиака и метанола соответственно. Порядка трети продукции остается в России, но большая часть вывозится в дефицитные страны Северной Америки и Китай. При этом даже на удаленных рынках отечественные удобрения оказываются конкурентными благодаря низкой себестоимости производства.

Экспорт трубопроводного газа – монополия привилегия Газпрома. Кроме того, согласно ФЗ №117 «Об экспорте газа», «право на экспорт газа природного в сжиженном состоянии предоставляется пользователям участков недр на участках недр федерального значения, лицензия на пользование недрами которых по состоянию на 1 января 2013 года предусматривает строительство завода по производству газа природного в сжиженном состоянии или направление добытого газа природного в газообразном состоянии для сжижения на завод по производству газа природного в сжиженном состоянии». Однако в отношении продуктов газохимии никаких регуляторных ограничений не существует. Вывоз аммиака по сути выступает прямой альтернативой экспорту газа и широко практикуется отечественными производителями (4 млн т в год).

Единственным существенным минусом на пути развития газохимии является высокая стоимость капитальных вложений (порядка 70 млрд руб.) и окупаемость проекта порядка 15 лет⁵ без дополнительного субсидирования. Именно поэтому за последнее десятилетие расширение мощностей происходило на базе существующих производственных площадок.

Нерыночное потребление

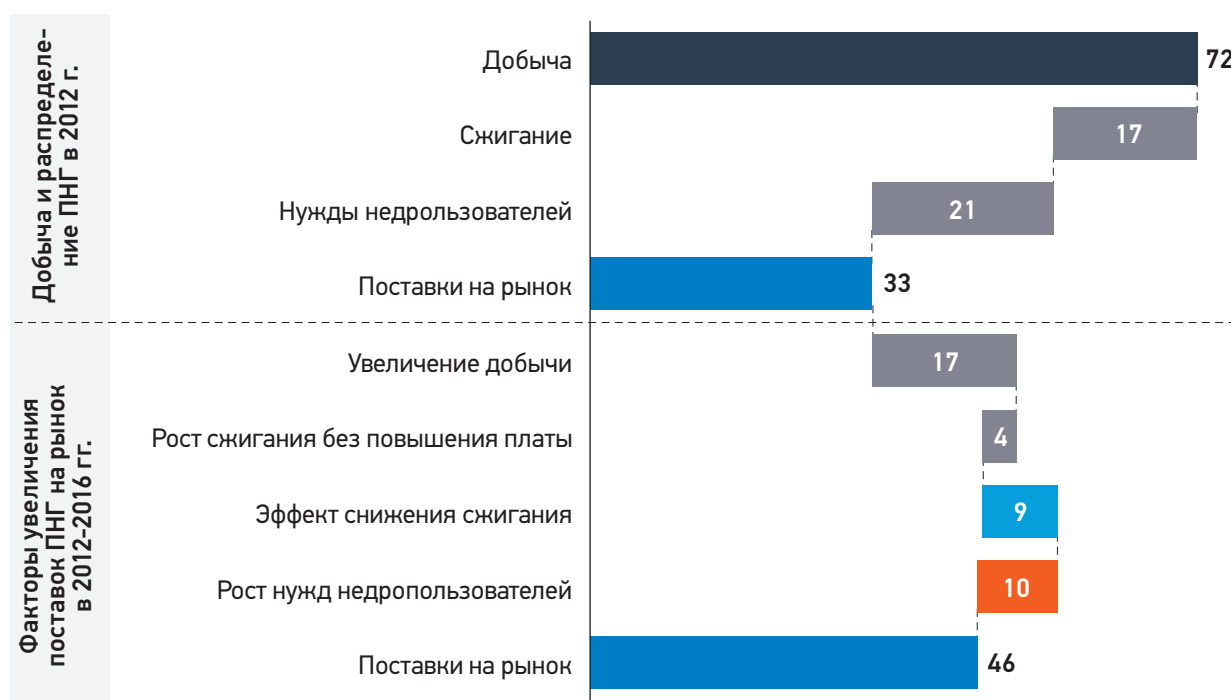
Газ, потребляемый «вспомогательными» секторами, в сущности, не оказывает реального влияния на рынок, хотя отражается в валовых показателях. Например, его использование для нужд недропользователей выросло с 21 до 31 млрд м³ в 2012–2016 гг., что соответствующим образом отразилось на совокупном спросе. Дополнительные объемы потребления вблизи промыслов стали реакцией на повышение платы за выбросы при сжигании ПНГ в 2013 г. одновременно с предоставлением возможности уменьшить ее на капитальные вложения в утилизацию. Вынужденные адаптироваться к новым

⁵ Расчет проведен для завода мощностью 1 млрд м³/год, расположенного в порту Балтийского моря.

условиям хозяйствования компании увеличили спрос на свой газ, максимизировав его применение в собственной тепло- и электрогенерации.

Необлагаемый НДСПИ попутный газ с точки зрения конечных затрат на поставку потребителю зачастую дешевле природного газа. Дополнительную ценность ПНГ приобретает за счет выделения ценных компонентов C2+ в процессе газопереработки. В этой связи все возможные объемы добываемого нефтяного газа поступают на рынок, замещая природный газ. Единственным ограничением служит отсутствие или высокая стоимость строительства транспортной инфраструктуры. При невозможности поставки газа потребителям есть две опции – сжигание или использование на промыслах.

Рис. 13. Добыча и распределение ПНГ



Источник: Минэнерго, данные компаний, VYGON Consulting

В 2012 г. из 72 млрд м³ добытого в РФ ПНГ только 33 млрд м³ дошло до рынка (Рисунок 13), остальной газ оказался запертым вблизи месторождений.

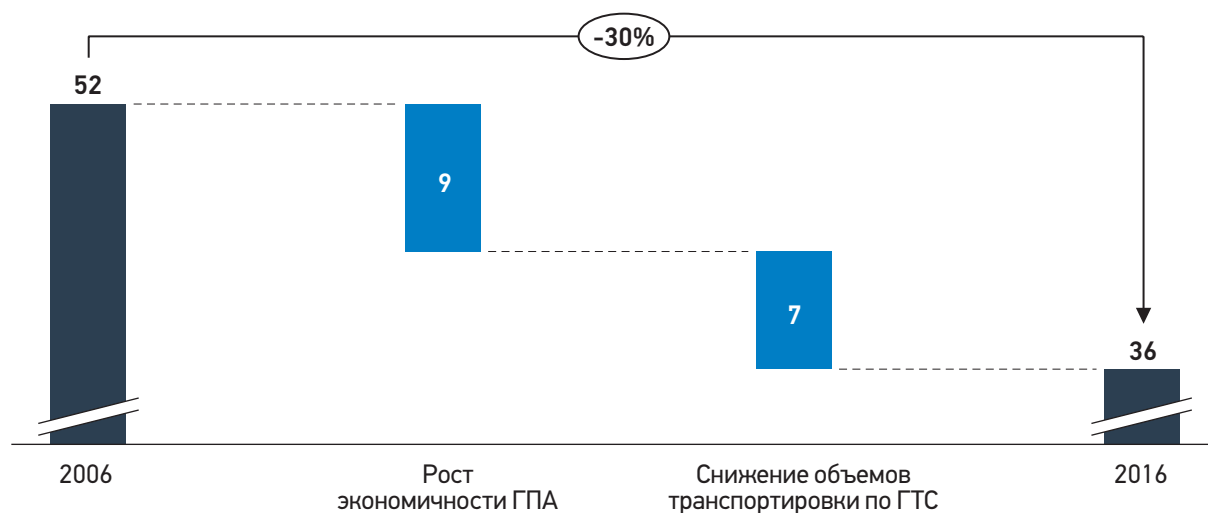
В 2016 г. поставки конечным потребителям возросли до 46 млрд м³, что соразмерно увеличению добычи. Дополнительные 9 млрд м³, полученные за счет роста утилизации в 2012–2016 гг. с 77% до 87–90% (по разным оценкам), так и не поступили на рынок. Чтобы не уплачивать возросшие штрафы за сжигание и при отсутствии

возможности вывоза ПНГ, компании повысили собственное использование на 10 млрд м³, полностью нивелировав влияние «новых» объемов на рынок.

Таким образом, повышение спроса недропользователей, связанное с ростом требований по утилизации или с вводом новых изолированных месторождений, является вынужденным и не отражает реальной потребности рынка в газе.

Используемый в ГТС газ также не рассматривается как элемент рыночного потребления, но по другой причине. Этот ресурс производится и расходуется исключительно в структуре Газпрома, другие компании или потребители в данный процесс не вовлечены. Внутри транспортной монополии газ, обеспечивающий функционирование ЕСГ, представляет собой расходную статью, минимизация которой обеспечивает рост эффективности. Именно поэтому реализуются комплексные программы реконструкции и технического перевооружения объектов транспортировки газа. Они нацелены не только на обеспечение надежности, но и на сокращение расхода топлива в газоперекачивающих агрегатах (ГПА).

Рис. 14. Факторы спроса на газ в ГТС



Источник: Газпром, VYGON Consulting

В результате модернизации использование голубого топлива ГТС уменьшилось на 9 млрд м³ за 2006–2016 гг. Протяженность же магистральных газопроводов и отводов в одноконтурном исполнении выросла на 9,2% (14,5 тыс. км), а количество ГПА – на 6,1% (223 шт.). Основное сокращение пришлось на период реализации программы реконструкции и перевооружения 2011–2015 гг.

Общее снижение потребности ГТС за 11 лет составило 16 млрд м³, и рост эффективности газоперекачивающего оборудования был не единственным фактором. Несмотря на расширение системы, уменьшилась совокупная прокачка с 700 до 623 млрд м³. Половина объемов (39 млрд м³) ушла за счет сокращения транзита центральноазиатского газа, остальное сокращение связано с падением объемов потребления на собственные нужды ГПА и временным снижением закачки в ПХГ.

Последний сегмент нерыночного потребления по сути даже не является потреблением. Выделение жирных компонентов при переработке газа учитывается в спросе только для сохранения массового баланса добычи и распределения. Фракции С2+ представляют собой неотъемлемую часть природного или нефтяного газа, извлекаемого из недр. Учет добычи происходит на месторождении и отражается соответствующим образом в статистике, дальнейшая судьба этого газа не имеет значения.

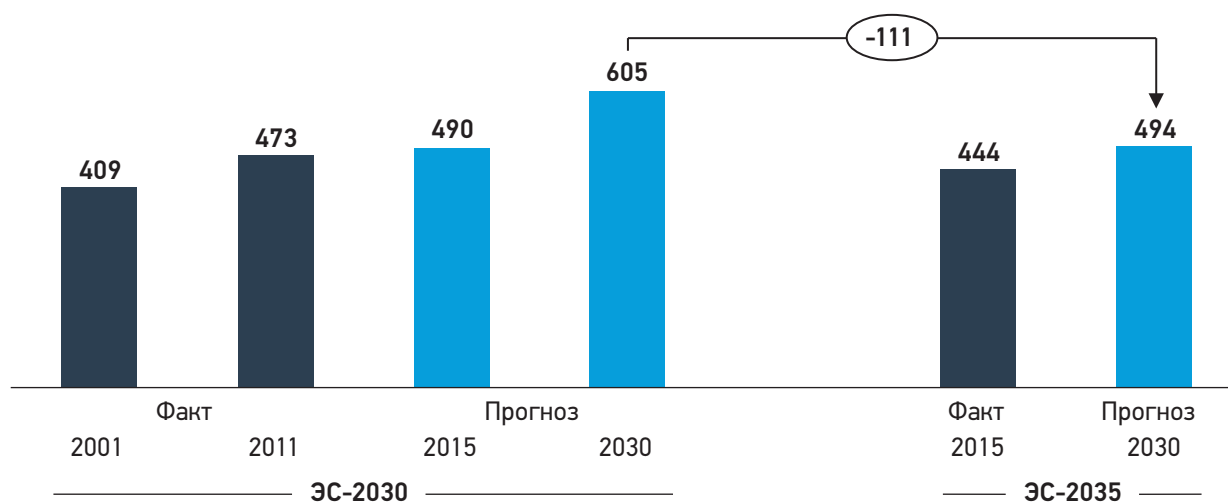
Расход на ГПЗ колебался в диапазоне 15–20 млрд м³ в 2006–2016 гг. в зависимости от степени жирности поступающего газа. Сегмент не влиял на показатель совокупного спроса в РФ. Примечательно, что при ярко выраженной динамике потребления недропользователями и ГТС эти сектора в совокупности нивелировали воздействие друг друга. Таким образом, все расходы и потери вместе с нерыночным сектором никак не сказались на динамике общего спроса на газ.

ПРОГНОЗ СПРОСА НА ГАЗ

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НЕЗАВИСИМЫЕ ОЦЕНКИ

Действующая Энергетическая стратегия России на период до 2030 года (ЭС-2030), утвержденная в 2009 г., в самом консервативном сценарии предусматривает рост спроса на газ до 605 млрд м³ в 2030 г. Сейчас такой уровень может показаться запредельным, но в период разработки документа потребление газа росло на 1,6% в год в среднем с 2001 г. На всем горизонте прогнозирования предполагался значительный рост экономики, сопровождаемый увеличением потребления электроэнергии, развитием промышленности и интенсивной газификацией. В частности, был заложен значительный прирост спроса на газ в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке за счет сооружения обширной сети газопроводов.

Рис. 15. Прогнозы спроса на газ в рамках Энергостратегии РФ, млрд м³



Источник: действующая Энергостратегия РФ (ЭС-2030), проект Энергостратегии РФ (ЭС-2035) от 01.02.2017

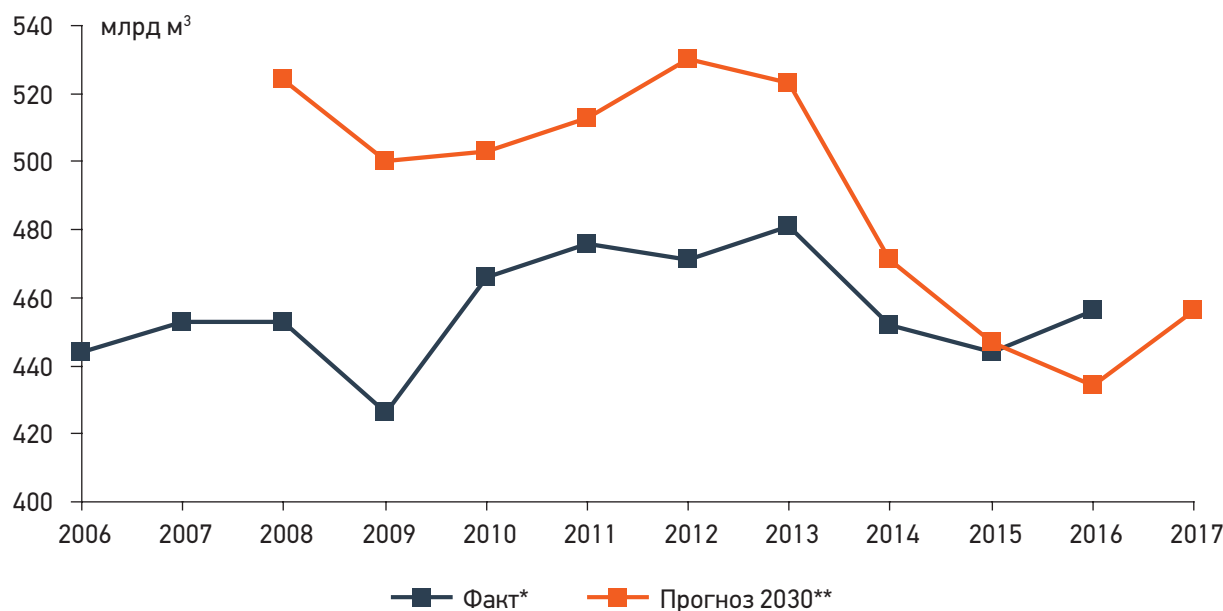
Разработанные в год пикового потребления прогнозы утратили актуальность фактически сразу после их публикации – тренд на снижение наметился в 2012 г. Позже стали появляться проекты Энергостратегии, учитывающие складывающиеся на момент их написания тренды. Текущий проект ЭС-2035 от 01.02.2017 г. предусматривает рост спроса на газ всего до 494 млрд м³ к 2030 г., что ниже заложенного в ЭС-2030 уровня более чем на 100 млрд м³. Такой прогноз более реалистичен, но на фоне стагнации спроса в последние годы по-прежнему воспринимается скорее как оптимистичный сценарий.

Официальное видение государства в отношении динамики потребления затрудняет диалог участников газовой отрасли.

В частности, это касается проблемы вытеснения Газпрома независимыми компаниями с внутреннего рынка. Текущая модель регулирования предполагает, что предпочтения для независимых поставщиков помогут повысить уровень конкуренции, но значительно не повлияют на Газпром. Однако возможность привлечь потребителей с помощью продаж по цене, ниже регулируемой, обернулась перераспределением рынка. Доля Газпрома снизилась практически до 50% из-за невозможности конкурировать по цене с независимыми поставщиками. Такого развития событий никто не ожидал ввиду предположения о долгосрочном росте спроса на газ в стране.

Зарубежные аналитические агентства более осторожны в оценках перспектив роста спроса на газ в России. В частности, ежегодно обновляющее свои прогнозы Международное энергетическое агентство (МЭА) было в меру оптимистично в отношении России вплоть до 2013 г., далее же прогноз роста сменился стагнацией. Подход МЭА к формированию сценария спроса прослеживается при сопоставлении фактической динамики с прогнозом до 2030 г. (Рисунок 16) – направление первой определяет будущую траекторию: текущий рост означает прогнозный, и наоборот.

Рис. 16. Изменение прогноза МЭА в зависимости от фактического тренда по спросу на газ



* Публикуется, как правило, с опозданием на два года.

** Временная шкала для ряда – год выхода советуемого прогноза.

Источник: МЭА

Излишне оптимистичный российский взгляд или ежегодная смена прогнозного вектора МЭА не располагает к эффективному планированию и диалогу участников отрасли. Напротив, четкая позиция в отношении ожидаемой динамики потребления позволит оптимизировать стратегии компаний и сформировать эффективные параметры регулирования. Требуется более детально погрузиться в специфику спроса, а также определить обоснованные и устойчивые предпосылки.

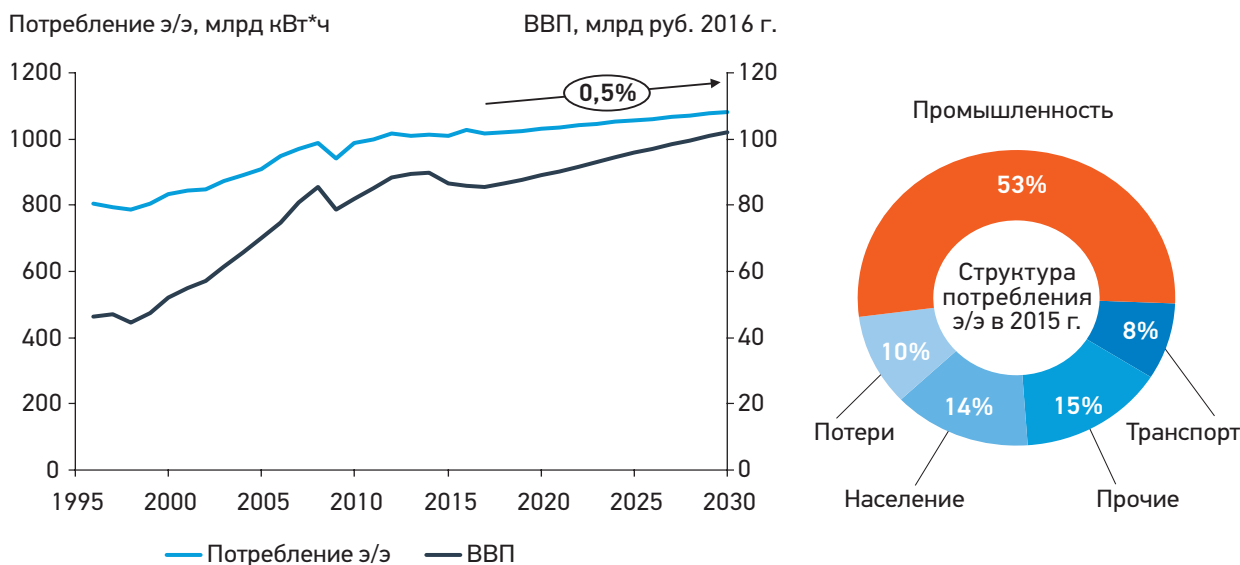
СЦЕНАРИЙ СТАГНАЦИИ

Электроэнергетика

Использование газа для генерации электроэнергии зависит от загрузки и эффективности газовых ТЭС. Загрузка в свою очередь зависит от общего спроса на электроэнергию и степени использования других источников энергии.

Ожидаемая потребность в электроэнергии формируется напрямую исходя из прогнозных значений ВВП. Начиная с 1995 г. наблюдалась практически 100%-я корреляция между данными параметрами, поэтому закономерно было бы предположить ее сохранение и в прогнозном периоде.

Рис. 17. Динамика и структура потребления электроэнергии



Источник: Росстат, Минэкономразвития, VYGON Consulting

Другим подтверждением данной взаимосвязи служит неизменность структуры потребления электроэнергии: ВВП симметрично отражается в энергопотреблении отраслей на протяжении всего ретроспективного периода.

В прогнозе до 2030 г. мы использовали базовый сценарий ВВП Минэкономразвития, предполагающий средний темп роста 1,6% ежегодно. Каждому проценту увеличения ВВП исторически соответствует половина процента в энергопотреблении. Таким образом, ожидаемый прирост спроса на электроэнергию (без учета повышения энергоэффективности) составляет 0,7% ежегодно до 2030 г. Потребление электроэнергии вырастет на 10% с 1 027 млрд кВт*ч в 2016 г. до 1 132 млрд кВт*ч в 2030 г.

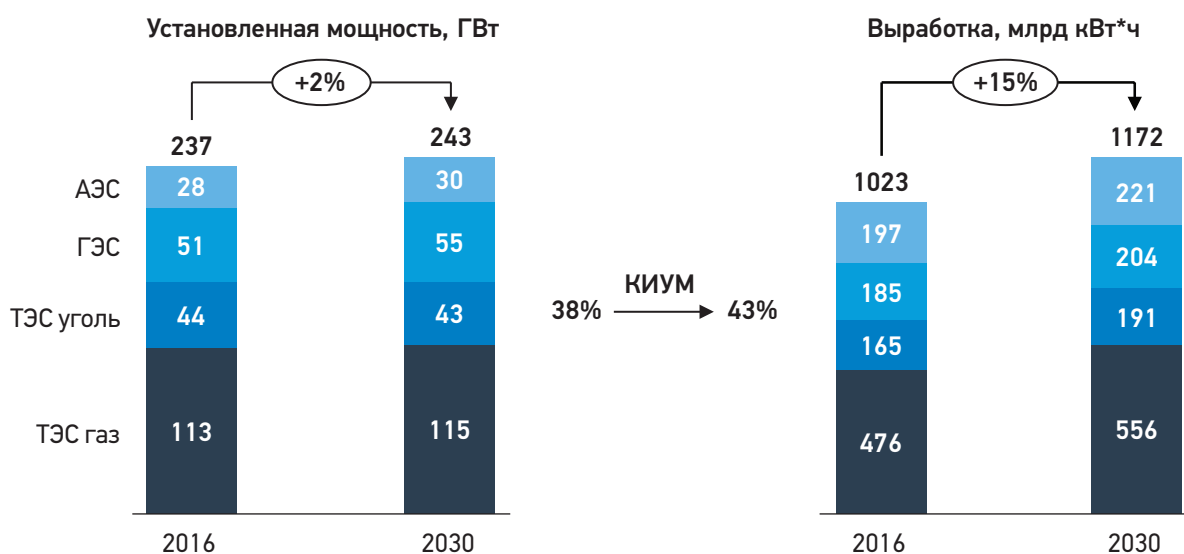
Прогнозируемое увеличение спроса на электроэнергию не потребует расширять генерирующие мощности исходя из баланса в ЕЭС (без учета сетевых ограничений). Аналогичная позиция утверждена Минэнерго РФ в Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2035 года⁶. Поэтому к 2030 г. планируется минимальное (+2%) наращивание установленной мощности (Рисунок 18) при незначительном изменении ее структуры. Замещение газом других источников затруднительно, т. к. мощности Росатома и РусГидро загружаются в приоритете, а экономически обоснованный потенциал замещения угля уже по большей части реализован.

Рост выработки на 10% приведет к увеличению КИУМ с 38,7% до 42,9% в 2016–2030 гг., что означает дозагрузку простаивающих в настоящее время электростанций. Современные ТЭС уже сейчас интенсивно эксплуатируются, и дополнительная потребность в электроэнергии могла бы быть покрыта тепловыми станциями с низким КПД, что обеспечило бы прирост потребления газа на 13 млрд м³.

Но, учитывая, что к 2030 г. еще 15 ГВт газовых ТЭС будет построено или модернизировано с применением ПГУ и соответствующими КПД, потребление газа в секторе в 2030 г. останется на сегодняшних уровнях.

Общая доля ПГУ в установленной мощности возрастет до 30%, и при сохранении КИУМ ТЭС на текущем уровне она привела бы к сокращению расхода газа на 5% (вводы новых ГТУ и ПСУ минимально сказываются на общем КПД газовой генерации). Однако УРУТ газовой генерации уменьшается всего на 4% к 2030 г. из-за дозагрузки менее эффективных действующих мощностей.

Рис. 18. Прогноз установленной мощности и выработки электроэнергии на электростанциях РФ*



* Данные по ЕЭС.

Источник: Минэнерго, VYGON Consulting

Без значительных изменений в структуре генерирующего оборудования прирост потребления газа в электроэнергетике составит 12 млрд м³ в 2016–2030 гг. (Рисунок 19). Вводы ПГУ с высоким КПД на смену устаревшим установкам практически полностью нивелируют положительное влияние повышения спроса на потребление газа (-9 млрд м³). Одновременный рост КИУМ недогруженных мощностей с меньшим КПД даст дополнительные 2 млрд м³ спроса. В случае ввода в эксплуатацию генерирующих объектов ВИЭ в объеме 11,6 ГВт, предусмотренных в рамках одного из сценариев Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики, спрос на газ снизится еще на 5 млрд м³.

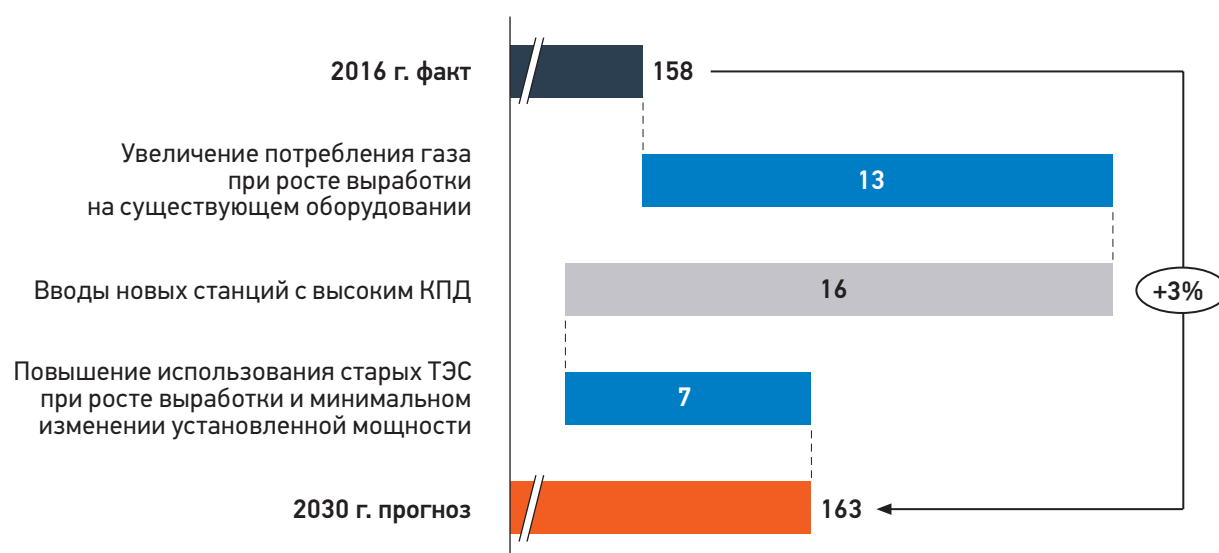
Итоговое потребление газа к 2030 г. меняется всего на 5 млрд м³, или 3%, что можно трактовать как устойчивую стагнацию. При этом возможные отклонения от ожидаемых предпосылок по потреблению электроэнергии или изменению структуры выработки не смогут значительно повлиять на спрос. Диапазон вероятных отклонений от базового значения в 163 млрд м³ оценивается в коридоре +/- 10 млрд м³.

Даже высокие темпы роста потребления электроэнергии (3% в год и более) не гарантируют заметного увеличения спроса на газ. Одновременно начнут вводиться новые генерирующие мощности, функционирующие на разных источниках энергии, а новое строительство газовых ТЭС и модернизация действующих мощностей для покрытия спроса обеспечат повышение КПД.

Таким образом, потребление газа в электроэнергетике оказывается в ловушке: невозможно захватить «чужой» рынок, а «свой» неизбежно сокращается за счет роста эффективности выработки.

Стоит отметить, что масштабные вводы новых электростанций на базе парогазового цикла возможны при текущей конъюнктуре оптового рынка электрической энергии РФ только при наличии мер стимулирования технологического развития энергетики. Новые паросиловые блоки, обладая худшей топливной эффективностью, остаются предпочтительным вариантом инвестиционного решения при ценах на газ до 6–8 тыс. руб./тыс. м³.

Рис. 19. Факторы изменения спроса на газ в секторе электроэнергетики, млрд м³



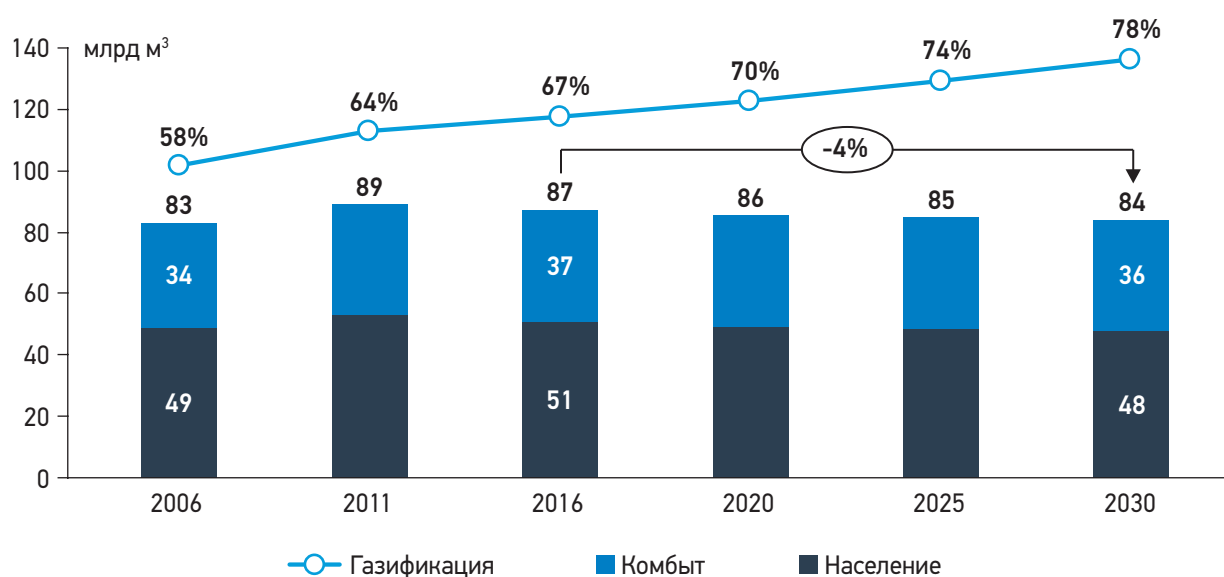
Источник: VYGON Consulting

Теплоэнергетика

В долгосрочной перспективе потребность в тепле будет постепенно снижаться по мере улучшения теплоизолирующих свойств жилых и промышленных помещений, даже несмотря на рост газификации (Рисунок 20). Тенденция коснется как комбыта, так и населения. В централизованной генерации общее медленное снижение выработки тепла (-7% до 2030 г.) будет компенсировано ростом доли его производства на газовых котельных в процессе вытеснения угля и мазута (с 29% до 31%). Общее влияние на потребление газа будет отрицательным (-3 млрд м³ к 2030 г.).

Аналогичный тренд распространится и на население, где дополнительным фактором снижения будет внедрение систем контроля за расходом тепла. Автоматическое поддержание оптимальных температурных условий в помещениях в зависимости от внешней среды, а также отсутствия или присутствия в них людей позволит более экономно расходовать газ. Вместе с тем сохранение текущих темпов газификации (+0,7% в год) поддержит уровень потребления со стороны населения, и снижение будет слабо выражено (-1 млрд м³ к 2030 г.).

Рис. 20. Спрос в теплоэнергетике и газификация



Источник: Росстат, VYGON Consulting

Ускорение темпов газификации возможно в первую очередь за счет Восточной Сибири и Дальнего Востока. Ввиду больших расстояний и низкой плотности населения, приоритетной для данной территории является распределенная газификация. Вдоль ожидаемого к вводу газопровода «Сила Сибири» могут быть построены малотоннажные СПГ-заводы, с которых будет осуществляться транспортировка продукта конечным потребителям в танк-контейнерах. Однако без учета инвестиций в инфраструктуру итоговые затраты на поставку составят порядка 12 тыс. руб./тыс. м³.

В таком случае продажи Газпрома в уже газифицированные регионы принесут убытки, т. к. регулируемый уровень цен не превышает⁷ 4,5 тыс. руб./тыс. м³. В восточных регионах стоимость

⁷ Алтайский край 4 524 руб./тыс. м³.

отпуска газа населению на данный момент не регулируется, но маловероятно, что ФАС допустит трехкратную разницу в ценах для двух соседних регионов (например, в Кемеровской области и Красноярском крае). Следовательно, распределенная газификация в текущих регуляторных условиях сложно реализуема.

Если предположить, что ценовые границы будут сняты, то на первый план выйдет сугубо экономическая эффективность поставок СПГ населению или другим потребителям. Первой альтернативой с потребительской точки зрения и в отношении цены является пропан-бутан. Средняя оптовая цена СУГ на Омском НПЗ составляла в 2017 г. около 16 тыс. руб./т, что с учетом более высокой теплотворной способности топлива эквивалентно 11,8 тыс. руб./тыс. м³.

Другими словами, сжиженный нефтяной и природный газ сопоставимы по цене. Однако метановой инфраструктуры пока не существует, а затраты на нее необходимо будет перекладывать в конечную стоимость. В итоге газификация удаленных регионов природным газом оказывается затруднительной при любом способе ее реализации.

Безусловно, снабжение населения газом относится к важным социальным задачам. Тем не менее даже с учетом экономической неэффективности она должна выполняться с минимальными издержками. Следует в первую очередь опираться не на достижение «валовых» показателей, а стремиться оптимизировать локальную энергетику в конкретных регионах. В частности, традиционная на востоке угольная генерация в совокупности с современными высокоэффективными котлами длительного горения и обеспечением комфортной для потребителей логистики будет наиболее эффективным решением в долгосрочной перспективе. Следовательно, газификация как таковая в ряде случаев нецелесообразна.

Промышленность

Локомотивом роста спроса на газ в промышленности будет газохимия. Другие сектора окажут минимальное воздействие на потребление, что в первую очередь связано с инерционностью драйверов их динамики.

Низкие регулируемые цены на сырье обеспечивают конкурентоспособность отечественной газохимической продукции на мировых рынках. Российские производители находятся в середине кривой предложения даже на удаленном североамериканском

рынке. Благодаря этому у отрасли есть высокий инвестиционный потенциал, и в настоящий момент к реализации заявлены десятки проектов.

Большая часть строящихся или планируемых газохимических предприятий будет находиться вблизи границы (не считая проектов расширения уже существующих комплексов). Расположение в порту позволяет обеспечивать значительную экономию на транспорте, что особенно актуально в контексте высоких железнодорожных тарифов на перевозку метанола. Для сравнения, чистая приведенная стоимость нового проекта⁸ по производству минеральных удобрений в Перми составляет 4 млрд руб., а на Балтике – 12 млрд руб. Аналогичный метанольный комплекс при вдвое более низких капитальных затратах окажется неэффективным в Перми, а на Балтике его NPV составит 5 млрд руб.

Рис. 21. Карта газохимических предприятий России



Источник: данные компаний, VYGON Consulting

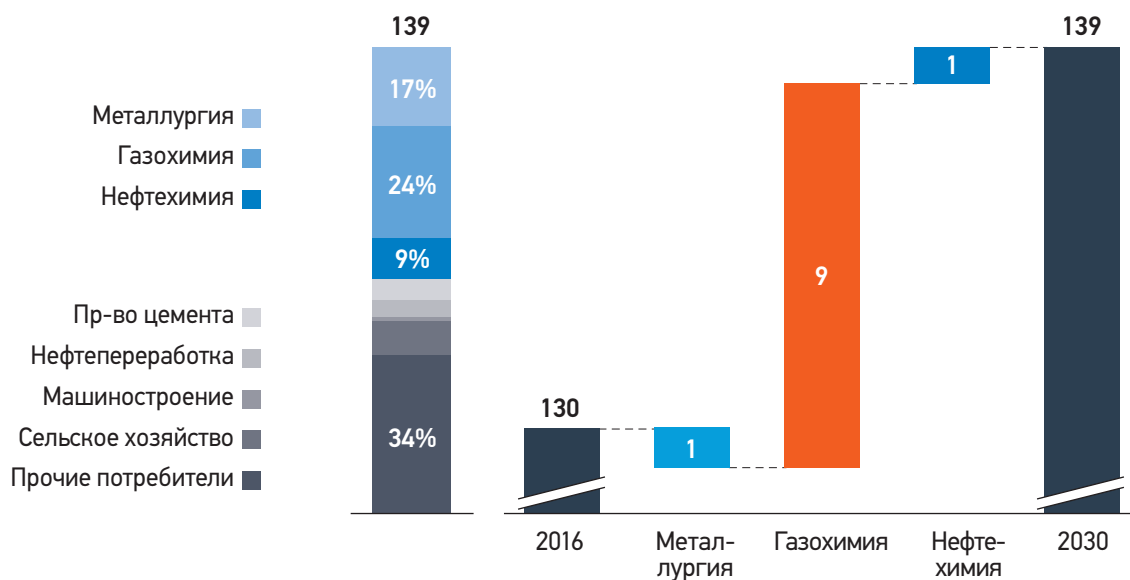
Строительство новых мощностей независимо от существующих производственных комплексов требует высоких капитальных за-

⁸ Мощность по газу – 1 млрд м³/год, CAPEX – 70 млрд руб.

трат. Например, Якутская ТЭК намерена организовать производство метанола с последующим экспортом через дальневосточные порты. Однако помимо самого завода нужно строить перевалочный терминал в порту. С учетом же существенных затрат на транспортировку по железной дороге экономическая эффективность проекта остается под большим вопросом, во всяком случае на горизонте до 2030 г. Намерений о создании аналогичных проектов достаточно много, но у каждого из них есть недостатки. Довольно сложно достоверно оценить шансы по вводу каждого из планируемых газохимических предприятий, но возможно оценить общий пул проектов, основываясь на анализе исторических данных по заявленным и реализованным проектам. К вводу до 2030 г. можно ожидать порядка восьми производственных комплексов, а общий прирост потребления газа составит 10 млрд м³.

Спрос на газ со стороны газохимии был бы больше, но его сдерживает тот факт, что для крупных добывающих компаний переработка сырья относится к непрофильному бизнесу ввиду отсутствия необходимых компетенций, а специализированные компании не спешат расширять деятельность из-за высоких капитальных затрат.

Рис. 22. Прогноз спроса на газ промышленностью, млрд м³



Источник: VYGON Consulting

В отличие от газохимии, у металлургии нет подобных драйверов роста. Как уже отмечалось выше, это связано с ограниченностью рынков сбыта и избыточностью сталеплавильных мощностей.

Основные негативные изменения в потреблении газа отраслью произошли в 2008–2013 гг., когда период роста цен на газ совпал со снижением выпуска целевой продукции и проведением программ модернизации заводов.

В перспективе значительных изменений в отрасли не ожидается. По прогнозу Минпромторга⁹, выпуск металлов будет медленно расти до 2030 г., что в совокупности с повышением энергоэффективности приведет к постепенному снижению спроса на газ до 23 млрд м³ к 2030 г. (-1 млрд м³ к текущему уровню). Хотя возможна реализация и менее оптимистичного сценария при дальнейшем переходе металлургической промышленности с газа на уголь.

Спрос на газ в других секторах промышленности практически не менялся в 2006–2016 гг., оставаясь на уровне в 81–82 млрд м³, что обусловлено медленным экономическим ростом и повышением энергоэффективности производств. В прогнозе до 2030 г. ожидается сохранение сложившихся в последнее десятилетие трендов и уровня спроса на газ.

В некоторой степени исключение представляет собой развивающаяся нефтехимия, где потребление газа будет медленно возрастать по мере ввода новых пиролизных мощностей. Обратная ситуация наблюдается в цементной отрасли: снижаются объемы выпуска продукции при одновременном переходе на уголь. Несмотря на изменение спроса на газ в пределах 1–2 млрд м³ по отдельным отраслям, общий уровень в прочем промышленном потреблении останется практически прежним.

Нерыночное потребление

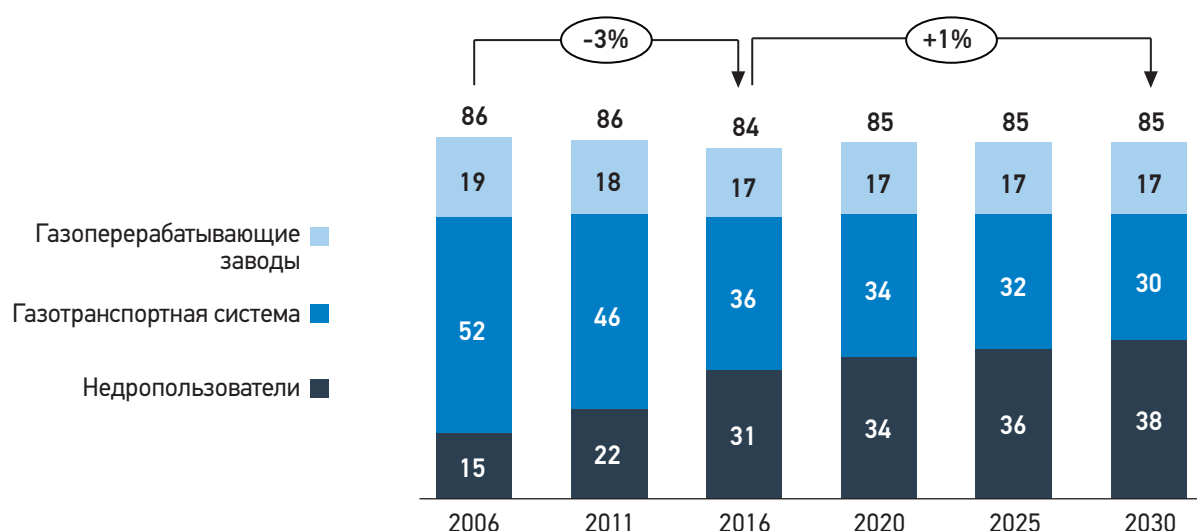
Спрос на газ в нерыночном сегменте будет подвержен влиянию текущих трендов. Объемы прокачки по газопроводам на внутреннем рынке сильно меняться не будут ввиду стабилизации спроса практически во всех секторах, но возможно небольшое увеличение загрузки экспортных трубопроводов. В первую очередь речь идет о поставках в Китай, «Сила Сибири» мощностью 38 млрд м³ в год для поддержания давления в системе потребует порядка 2 млрд м³ газа. В отношении европейского направления сформировать точный прогноз затруднительно вследствие активной политики создания законодательных барьеров со стороны импортеров.

⁹ Проект развития металлургической промышленности до 2030 г., консервативный сценарий.

Для настоящего исследования будет использоваться предпосылка о стабилизации объемов экспорта в данном направлении. Таким образом, дополнительного газа в этой части системы не потребуется.

Некоторое увеличение совокупных объемов прокачки будет сопровождаться продолжением программ технического перевооружения Газпрома. По совокупности факторов ожидается медленное снижение потребления газа в системе ГТС – на 6 млрд м³ до 2030 г. (Рисунок 23).

Рис. 23. Прогноз расходов и потерь газа в РФ, млрд м³



Источник: VYGON Consulting

Спрос недропользователей продолжит расти, но более медленными темпами. Во-первых, это связано с ростом добычи ПНГ с 89 до 114 млрд м³. Предпосылка строится на основании смещения нефтедобычи на восток, где газовый фактор месторождений выше. Во-вторых, будет происходить увеличение утилизации ПНГ с текущих 86%–90% до 90–95% к 2030 г. Вместе указанные два фактора добавят 7 млрд м³ к текущему потреблению.

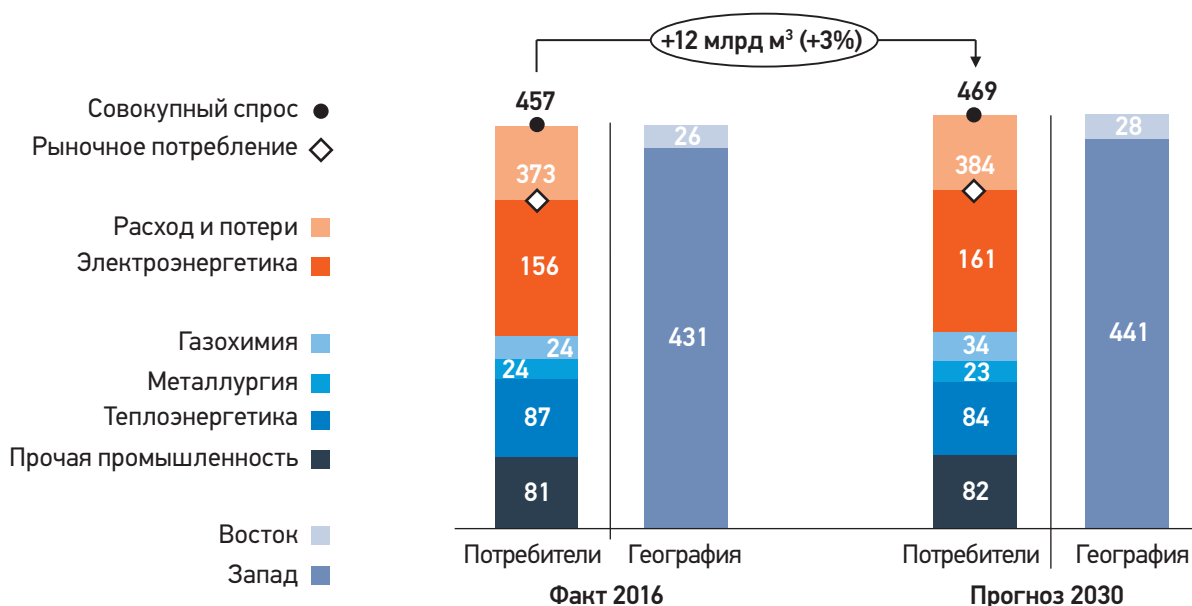
Предполагается, что отбивка жирных компонентов на ГПЗ останется неизменной, во всяком случае данный сегмент не формирует спрос как таковой и упоминается только для сохранения материального баланса добычи и распределения газа.

Общее увеличение объемов потребления газа сектором составит 1 млрд м³ к 2030 г., что фактически не отразится на совокупном спросе. Будь эти изменения более серьезными, они все равно никак не повлияли бы на рынок газа в РФ ввиду самого характера потребления.

С точки зрения реальной ниши для поставок первостепенный интерес представляет рыночное потребление, хотя его изменения минимальны. До 2030 г. оно вырастет на 11 млрд м³ до 384 млрд м³ за счет электроэнергетики и газохимии. Другие сектора будут демонстрировать слабо выраженный тренд к снижению.

Таким образом, в базовом сценарии на горизонте порядка 15 лет нашу страну ожидает затяжная стагнация с точки зрения спроса на газ. В текущий модели регулирования это означает дальнейшее вытеснение Газпрома и рост доли независимых поставщиков. Для потребителей здесь возможен скорее положительный эффект ввиду увеличения «дисконтных» объемов относительно реализуемых по регулируемой цене.

Рис. 24. Прогноз спроса на газ в РФ. Базовый сценарий



Источник: VYGON Consulting

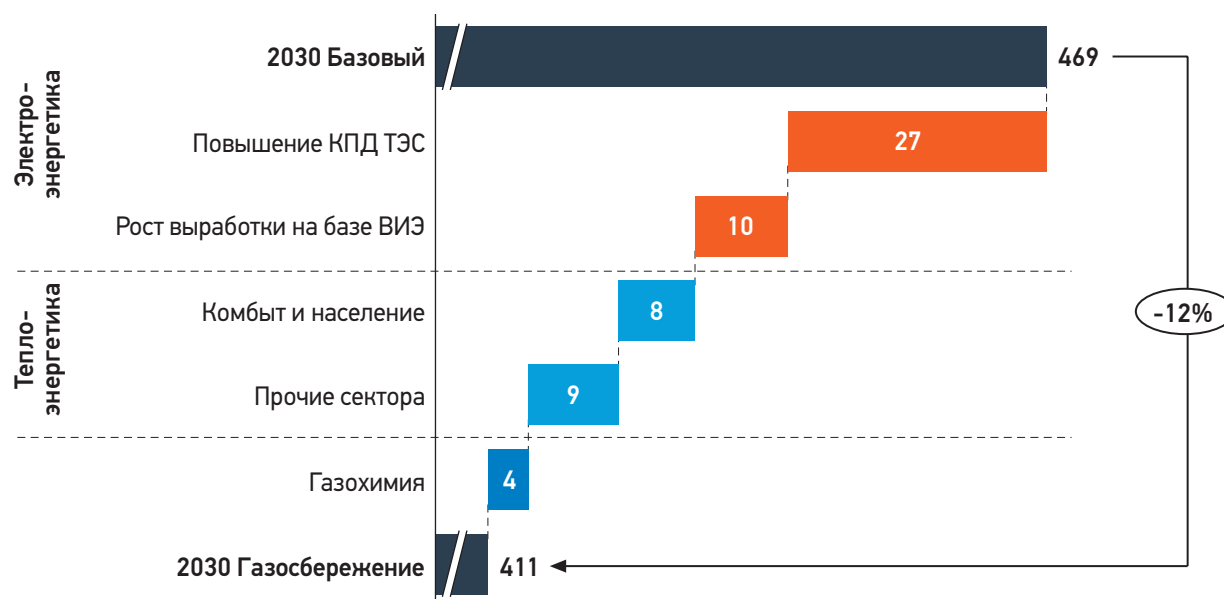
ПОТЕНЦИАЛ ГАЗОСБЕРЕЖЕНИЯ

Существуют и альтернативные сценарии спроса, связанные с изменением макропредпосылок и ценообразования на внутреннем рынке газа. В базовый сценарий заложен ежегодный рост ВВП на уровне 1,6% в среднем до 2030 г., но Минэкономразвития предполагает также более оптимистичный – 2,3% и более пессимистичный прогноз – 1,2%. Насколько же влияет макроэкономика на потребление газа? ВВП 2016 г. выше значения 2006 г. на 15%, а спрос в этих же точках практически эквивалентен. Ни один сегмент потребления напрямую не коррелирует не только с ВВП, но и с другими макропоказателями (промышленный рост, численность населения и др.).

Единственное исключение составляет зависимость уровня использования электроэнергии от экономического роста. Однако само по себе потребление электричества – лишь один из факторов спроса на газ в электроэнергетике. Другие сектора еще менее явно подвержены влиянию макроэкономики. В итоге «вилка» в сценариях темпа роста ВВП в диапазоне всего 1% между оптимистичным и пессимистичным прогнозами почти никак не отражается на потреблении газа и оценивается в диапазоне +/- 15 млрд м³ к базовой оценке.

Более весомым фактором для ожидаемой динамики спроса может стать изменение уровня внутренних цен на газ. Так, быстрый рост цен на газ в прошедшие десять лет активировал процессы энергосбережения и межтопливной конкуренции, а возможное дальнейшее увеличение стоимости приведет к еще большей экономии. Вместе с тем базовый сценарий возможно рассматривать как оптимистичную перспективу ввиду значительного потенциала газосбережения практически во всех отраслях потребления (Рисунок 25).

Основное сокращение может произойти в электроэнергетике за счет обновления ТЭС. Согласно базовому прогнозу, КПД к 2030 г. увеличивается до 42%, но ускоренная замена генерирующих мощностей современными парогазовыми установками позволит достичь КПД в 50%. За счет этого потребление газа сократится на 27 млрд м³. Достижение целевых показателей, зафиксированных в действующей Энергостратегии России до 2030 г. и предполагающих увеличение до 50 млрд кВт*ч выработки на генерирующих объектах, которые функционируют на основе возобновляемых источников энергии, повлечет за собой дополнительное снижение спроса на газ на 10 млрд м³.

Рис. 25. Факторы энергосбережения в отраслях потребления газа, млрд м³

Источник: VYGON Consulting

В сегменте комбыта и населения, в промышленности (исключая газохимию) и прочих секторах потребления, где газ преимущественно используется для выработки тепла, комплекс мер по повышению энергоэффективности может привести к 10%-му снижению спроса (16 млрд м³). К такому результату приведет переход на современные конденсационные котлы, утепление жилых и промышленных помещений, а также внедрение систем контроля энергопотребления. На газохимических предприятиях новые аммиачные установки потребляют на 15% меньше газа, и в случае модернизации всего существующего оборудования использование метана сократится на 4 млрд м³.

Общее сокращение потребления в сценарии «Газосбережение» составит 49 млрд м³ (-10% от базового уровня 2030 г.). Однако важно отметить, что данное значение не является максимальным – переход на современные технологии повлечет еще большее снижение спроса на газ.

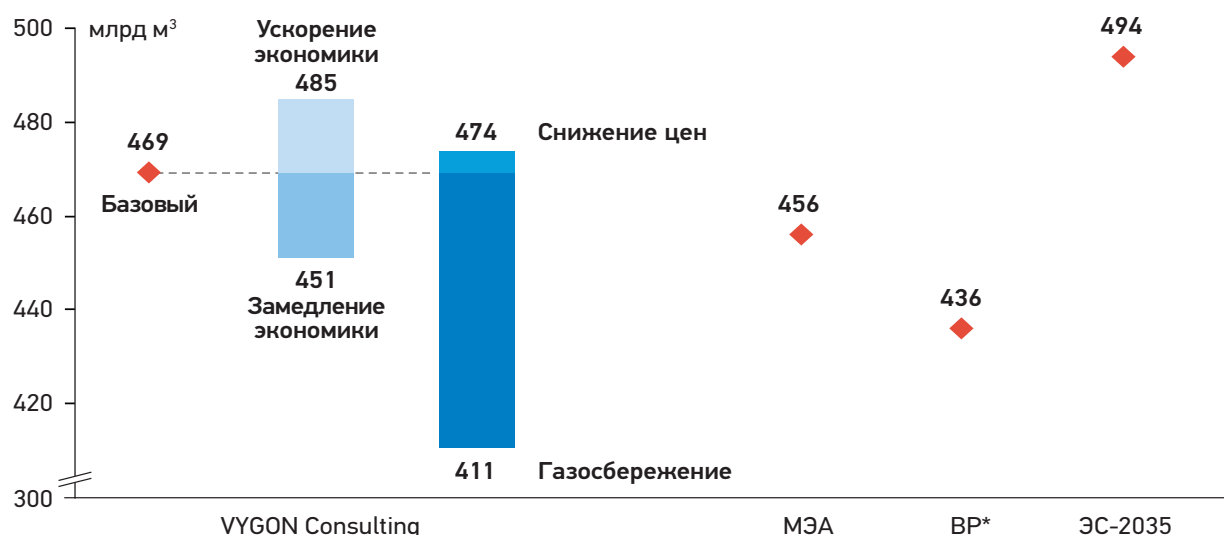
Одним из непринятых предложений в рамках либерализации газового рынка РФ было снижение нижней границы цены для Газпрома на 10%. Рассмотрим, как такое снижение цен скажется на потреблении газа. Здесь важно отметить, что газ стоил на десятую часть меньше в 2014 г., когда уровень спроса был тот же, что и сейчас.

Электроэнергетика как основной драйвер потребления слабо восприимчива к снижению цен на газ. Во-первых, электрогенерация АЭС и ГЭС приоритетнее ТЭС при любой стоимости видов ископаемого топлива. Во-вторых, угольная отрасль имеет серьезный лоббистский ресурс и целевую поддержку государства, что препятствует даже экономически обоснованному переходу на газ. В-третьих, «дорогой» замыкающий поставщик выгоден электрогенерирующим компаниям для обеспечения большей маржи. Другими словами, снижение цен на газ приведет к росту выручки газовых генераторов, но не к смене источника выработки.

Во всех остальных секторах, где газ используется для выработки тепла, несколько замедлится рост энергосбережения, но нового потребления не возникнет. Исключением является газохимия, где уменьшение цен на газ может повлиять на решение о строительстве новых предприятий.

В итоге общий эффект от 10%-го снижения цен оценивается к 2030 г. максимум в 5 млрд м³ дополнительных объемов потребления газа. Стоит отметить, что в целом эластичность спроса на газ при корректировке цены вниз минимальна. Описанные процессы интенсифицируются при большем сокращении стоимости, но потребление будет возрастать незначительно.

Рис. 26. Сценарии спроса на газ в 2030 г.



* Скорректировано на величину расхождения реального и опубликованного фактического значения спроса в 2016 г.

Источник: VYGON Consulting

Из всех рассмотренных альтернатив базовому сценарию наибольшего внимания заслуживает сценарий «Газосбережение». Возможно, резкого роста цен на газ не произойдет, но технологии неизбежно будут развиваться. Постепенное повышение эффективности при выработке, транспортировке и потреблении электричества и тепла медленно, но верно подрывает спрос на газ.

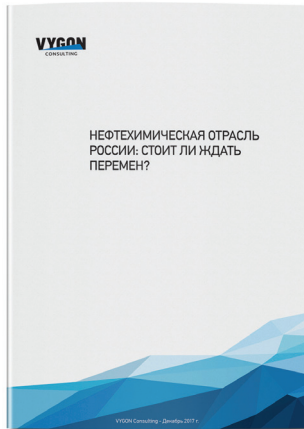
Иными словами, реалистичный прогноз потребления к 2030 г. находится в диапазоне от 411 до 469 млрд м³, что сопоставимо с оценками мировых статистических агентств. Именно на такие оценки и следует ориентироваться при подготовке Энергостратегии и проработке модели газового рынка. В противном случае чрезмерно оптимистические ожидания неминуемо приведут к неправильным регуляторным решениям и перекосам в структуре газовой отрасли.

Все материалы, представленные в настоящем документе, носят исключительно информационный характер, являются исключительно частным суждением авторов и не могут рассматриваться как призыв или рекомендация к совершению каких-либо действий.

ООО «ВЫГОН Консалтинг» и его сотрудники не несут ответственности за использование информации, содержащейся в настоящем документе, за прямой или косвенный ущерб, наступивший вследствие использования данной информации, а также за достоверность информации, полученной из внешних источников.

Любое использование материалов документа допускается только со ссылкой на источник – ООО «ВЫГОН Консалтинг».

ИССЛЕДОВАНИЯ VYGON CONSULTING

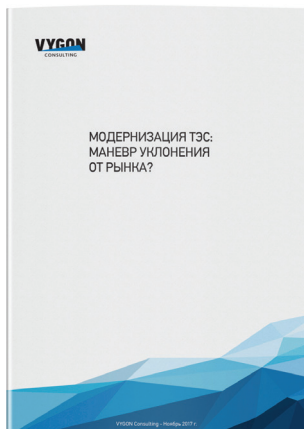


НЕФТЕХИМИЧЕСКАЯ ОТРАСЛЬ РОССИИ: СТОИТ ЛИ ЖДАТЬ ПЕРЕМЕН?

Декабрь 2017 г.

Эксперты VYGON Consulting проанализировали международный опыт развития нефтехимической отрасли и изучили возможность его применения в России. Авторы рассмотрели особенности налогового регулирования отечественной нефтехимии, исследовали влияние налогового маневра на всю индустрию, отдельных производителей, оценили инвестиционную и операционную эффективность проектов для разных типов сырья. В работе предложена концепция комплексной системы стимулирования отрасли.

<https://vygon.consulting/products/issue-1142/>



МОДЕРНИЗАЦИЯ ТЭС: МАНЕВР УКЛОНЕНИЯ ОТ РЫНКА?

Ноябрь 2017 г.

В исследовании проведен анализ эффективности функционирования сегмента тепловой генерации на оптовом рынке, смоделированы сценарии модернизации генерирующих мощностей и финансирования инвестиций, спрогнозирован рост цен ОРЭМ и предложены условия для конкурентного отбора проектов, отвечающего балансу интересов генераторов и покупателей.

<https://vygon.consulting/products/issue-1084/>



НЕФТЯНАЯ ОТРАСЛЬ РОССИИ: ИТОГИ 2016 Г. И ПЕРСПЕКТИВЫ 2017-2018 ГГ. (ЧАСТЬ 2)

Июль 2017 г.

В данном исследовании представлен анализ результатов деятельности российского сектора downstream за 2016 г. и прогноз развития на ближайшие два года. В работе также рассмотрены перспективы возможных изменений в госрегулировании нефтеперерабатывающей отрасли, ее производственные и экономические показатели и прогнозы экспорта нефти и нефтепродуктов.

<https://vygon.consulting/products/issue-973/>



НЕФТЯНАЯ ОТРАСЛЬ РОССИИ: ИТОГИ 2016 Г. И ПЕРСПЕКТИВЫ 2017-2018 ГГ. (ЧАСТЬ 1)

Май 2017 г.

В первой части исследования представлен анализ результатов деятельности российской нефтедобывающей отрасли за 2016 г. и прогноз развития на ближайшие два года. Одним из ключевых событий 2016 г. стало подписание соглашения между Россией, ОПЕК и другими странами-экспортерами о сокращении добычи нефти для стабилизации рынка путем уменьшения сложившегося дисбаланса спроса и предложения. В исследовании дана оценка влияния эффектов данного соглашения на мировой баланс, российскую добычу, бюджет и компании в 2017-2018 гг.

<https://vygon.consulting/products/issue-905/>



VYGON Consulting

123610, Россия, Москва, Краснопресненская наб., 12, 6-й подъезд, офис 1446-1447

тел.: +7 495 543 76 43

e-mail: info@vygon.consulting

web: <http://vygon.consulting>