

Энергетический  
бюллетень

ноябрь 2021

102

**Отражение кризисов  
2020-2021 годов в  
энергетических прогнозах**



АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЦЕНТР  
ПРИ ПРАВИТЕЛЬСТВЕ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

## Введение

Прогнозирование в ходе смены фаз делового цикла – объективно сложная задача. Необычный характер пандемии и возникшая в ее следствии рецессия сжали сферу услуг, причем последняя не восстановилась вполне в ходе оживления экономики. Соответственно, прошлый опыт взаимозависимостей восстановления экономической активности, спроса в энергетике и капиталовложений оказывается шаткой основой для прогнозов. Промышленный характер восстановления в 2021 году поддерживался вынужденными сбережениями прошлого года и низкими процентными ставками. Такой подъем трудно прогнозировать сам по себе, особенно в региональном и отраслевом аспектах. Подъем сырьевых цен оказался во многом неожиданным для экономистов, фирм и во много населения, в особенности в части цен на энергоносители в мире. Разумеется, совокупность проблем этого года нельзя назвать – вслед за частью СМИ – «глобальным энергетическим кризисом». Скорее это сочетание эффекта быстрого промышленного роста, замедления капиталовложений в энергетику в ходе рецессии (и ограниченного предложения ресурсов) и непредвиденного спада в предложении ВИЭ в Европе.

Во второй половине 2021 года прогнозирование на период до 2030 года оказывается под воздействием трендов роста, циклической компоненты на выходе из рецессии и тенденций энергетического перехода. Параметры последнего могут несколько измениться. Взлет цен на энергию должен подтолкнуть капиталовложения в сектор апстрим, но финансовые ресурсы оказываются у экспортеров, а решения, принятые на конференции COP26 в Глазго, предполагают переориентацию инвестиций на сокращение потребления всех углеводородов во всех отраслях, особенно в ЕС. Выросла конкуренция между инвестициями в энергетику на обеспечение экономического роста (особенно в развивающихся странах) и на «зеленую» экономику.

И тут возникают интересные различия в подходах МЭА и ОПЕК как представителей потребителей и экспортеров энергоносителей на 2030 год. ОПЕК предсказуемо видит большую долю нефти в 2030 году по сравнению с МЭА, при этом ниже оценивает общее потребление энергоресурсов на этом горизонте, что уже неожиданно. МЭА в 2021 году предполагает рост долей и старых (биомасса), и новых ВИЭ, но в сочетании с сохранением роли угля и значительном сокращении роли газа. Для ОПЕК и других экспортеров инвестиционная стратегия на декаду выглядит относительно просто: держать высокую готовность наращивания поставок традиционных энергоресурсов по мере прояснения ситуации со среднесрочными тенденциями, а также на случай высокого спроса и цен. Представим себе, что мировой бизнес – в частности развитых стран – поверит прогнозам МЭА и будет инвестировать соответствующим образом. Опыт 2021 года заставляет задуматься – не грозят ли рынкам по пути к целям 2030 года некоторые потрясения при негладкой динамике спроса и предложения? В то же время энергетический переход логически рассчитан на сравнительно плавные процессы массовой смены технологий.

*Главный советник руководителя Аналитического центра  
при Правительстве Российской Федерации,  
профессор Леонид Григорьев*

## Выпуск подготовили

Александр Голяшев

Александр Курдин

Александра Коломиец

Валентина Скрыбина

Дмитрий Федоренко

## Содержание

- Отражение кризисов 2020-2021 годов в энергетических прогнозах 4
- Осенью 2021 года МЭА и ОПЕК представили обновленные прогнозы развития глобального энергетического сектора. Высокий уровень неопределенности на фоне экономического кризиса 2020 года, логистического и энергетического кризисов 2021 годов обуславливает повышенное внимание к вероятному изменению тенденций в ТЭК. Каким образом кризисы способны повлиять на структуру мирового энергопотребления, в том числе в контексте глобального энергоперехода?
- Статистика*
- Макроэкономика.** По итогам III квартала 2021 г. экономики США, Китая, Японии ожидаемо показали некоторое замедление на фоне глобальных энергетических и логистических проблем, хотя ЕС удалось сохранить темпы роста ВВП на уровне около 2% кв/кв. При этом уже в октябре показатели промышленности США и Китая несколько улучшились. 8
- Нефть и нефтепродукты.** В ноябре 2021 г. среднемесячные цены на нефть снизились относительно предыдущего месяца впервые с августа текущего года. Заявления США и ряда азиатских стран о готовности изъятия нефти из стратегических запасов «охладили» дефицитный нефтяной рынок. На третьей неделе ноября котировки Brent и WTI опустились ниже 80 долл./барр. 23 ноября США подтвердили намерения о реализации 50 млн барр., что может снизить котировки до 70 долл./барр. для марки Brent. Однако действия регулятора имели обратный эффект: ожидания фондовых игроков относительно объема продаж были завышены, в связи с чем после объявления о размере вскрытых запасов США нефтяные цены возобновили рост. 9
- Природный газ.** Прирост индекса TTF в октябре 2021 г. составил 32,0% м/м, тогда как индекса N-E Asia LNG – 56,3% м/м. Котировки американского рынка также выросли на фоне сложившейся рыночной конъюнктуры (индекс Henry Hub увеличился на 7,0% м/м в октябре 2021 г.). В середине месяца газовые индексы обновили исторические рекорды, а затем начали снижаться. С конца октября до середины ноября котировки европейского рынка находились стабильно ниже отметки в 1000 долл./тыс. куб. м. Однако приостановка сертификации «Северного потока-2» и санкций США против юридических лиц, участвующих в реализации проекта, возвратили цены на траекторию роста. 12
- Уголь.** Добыча угля в России в октябре 2021 г. выросла на 10,0% г/г, экспорт – на 7,1% г/г. Европейские и азиатские цены на энергетический уголь в октябре показали рекордные темпы роста: +33,7% (индекс API2) и +31,6% (индекс FOB NWC) к сентябрю 2021 г. соответственно. Цена коксующегося угля также увеличилась, однако темпы ее роста замедлились (+13,9% к сентябрю 2021 г. для премиальных марок). 14
- Электроэнергетика.** Выработка электроэнергии в России в октябре выросла на 7,7% г/г при росте объема внутреннего потребления на 6,5% г/г. В октябре 2021 г. экспорт из России вырос до 2,5 млрд кВт·ч (+102,0% г/г), что стало месячным рекордом за 2017-2021 годы. В ценовой зоне Европы и Урала индекс РСВ сократился до 1394,6 руб./МВт·ч (-8,3% м/м), в ценовой зоне Сибири индекс РСВ увеличился до 996,8 руб./МВт·ч (+5,9 м/м). 15

## Отражение кризисов 2020–2021 годов в энергетических прогнозах

*Нестабильность спроса и предложения энергоресурсов в мире в 2021 году сказалась на ежегодных долгосрочных прогнозах ведущих энергетических агентств, опубликованных в сентябре и октябре. Ожидается менее интенсивный темп снижения доли традиционных источников энергии (нефти и угля) в мировом энергобалансе. В то же время прогнозируется замедление темпов снижения выбросов CO<sub>2</sub> к 2030 году на фоне расширения промышленного сектора в развивающихся странах. При этом реализация действующих стратегий по снижению выбросов CO<sub>2</sub> развитыми и развивающимися странами, согласно прогнозам МЭА и ОПЕК, не приведет к значительным структурным изменениям в потреблении энергии по всему миру. В связи с этим от национальных правительств требуются более решительные меры по уменьшению доли традиционных источников энергии и достижению целевых показателей по снижению выбросов CO<sub>2</sub> в атмосферу. Ключевым фактором сохранения текущего вектора энергоперехода в мире является готовность стран восстанавливать национальные экономики после кризиса 2020–2021 годов не только на основании уже принятых климатических стратегий, но с учетом расширения перечня имеющихся мер поддержки, направленных на устойчивое развитие, в том числе стимулирование использования низкоуглеродных и безуглеродных источников энергии.*

### *Традиционные источники энергии на горизонте до 2030 года*

Пандемия коронавируса остается ключевым фактором, определяющим тенденции мировой экономики в целом и энергетических систем в частности. Более быстрые, чем прогнозировалось, темпы восстановления национальных экономик привели к резкому росту спроса на энергетические ресурсы. В свою очередь, ограниченный прирост предложения энергии на базе ВИЭ и ряд технических простоев мощностей на основе традиционных ресурсов создали условия для дефицита на энергорынках.

Превышение спроса на ископаемые энергоносители над их предложением обусловило рост цен на всем комплексе топливных рынков. Коллапс на рынке природного газа перешел на смежные энергорынки: высокие цены на природный газ послужили причиной перехода на более дешевые виды топлива (где это технологически возможно) – уголь и нефть. Данная тенденция выражена как в развивающихся, так и в развитых странах, например, странах Европы. Таким образом, реализация климатических программ, необходимых для осуществления глобального энергоперехода, требует больших усилий, чем предполагалось ранее.

С учетом упомянутых факторов прогнозы ведущих энергетических агентств, сделанные в 2020 году, в конце 2021 года претерпели значительные изменения. Так, активное восстановление экономической активности в 2021 году привело к переоценке потребления энергии по всему миру.

Для оценки перспектив глобального энергоперехода можно использовать базовый сценарий МЭА (Stated Policies Scenario – STEPS), опирающийся на уже утвержденные государственные климатические программы и стратегические документы. При этом сценарий STEPS не предполагает достижения глобальной углеродной нейтральности к 2050 году. Так как отчет МЭА может в большей степени отражать интересы государств – импортеров энергии, при анализе трендов необходимо сбалансировать оценку посредством рассмотрения альтернативного прогноза – ОПЕК, разрабатываемого экспортерами энергии.

В связи с восстановлением экономики и ростом промышленного производства во всем мире, объем потребления первичной энергии, согласно базовому сценарию МЭА (STEPS) версии 2021 года, вырастет до 16,02 млрд т н. э в 2030 году (+0,27 млрд т н. э. к прогнозу 2020 года).

Прогнозные значения объемов потребления первичной энергии от ОПЕК в 2021 году также возросли: с 16,10 млрд т н.э. в прогнозе 2020 года, до 17,02 млрд т н.э. Несмотря на снижение экономической активности в 2021 году на фоне энергетического и логистического кризисов, прогнозы потребления энергии отражают перспективы развития международной экономики, в том числе связанные с ростом промышленного сектора. Разница в прогнозной оценке МЭА и ОПЕК обусловлена различиями как в наборах переменных, использованных при расчете прогнозов, так и в ожидаемых темпах восстановления национальных экономик.

#### Таблица 1

#### Ожидаемая структура потребления первичной энергии в 2030 году в прогнозах МЭА и ОПЕК 2020 и 2021 годов, %

Источник энергии	МЭА-2020	МЭА-2021	ОПЕК-2020	ОПЕК-2021
Нефть	30,3	29,6	30,4	30,5
Уголь	22,2	22,4	23,3	22,5
Газ	24,2	23,2	23,7	23,4
Атомная энергия	5,1	5,1	5,4	5,5
Гидроэнергия	2,8	2,7	2,7	2,8
Биомасса	10,3	11,0	9,6	9,9
Другие ВИЭ (в т. ч. ветер, солнце)	5,0	5,7	4,8	5,5
Всего, млн т н. э.	15 755	16 023	16 095	17 027

Источник: МЭА базовый сценарий, ОПЕК

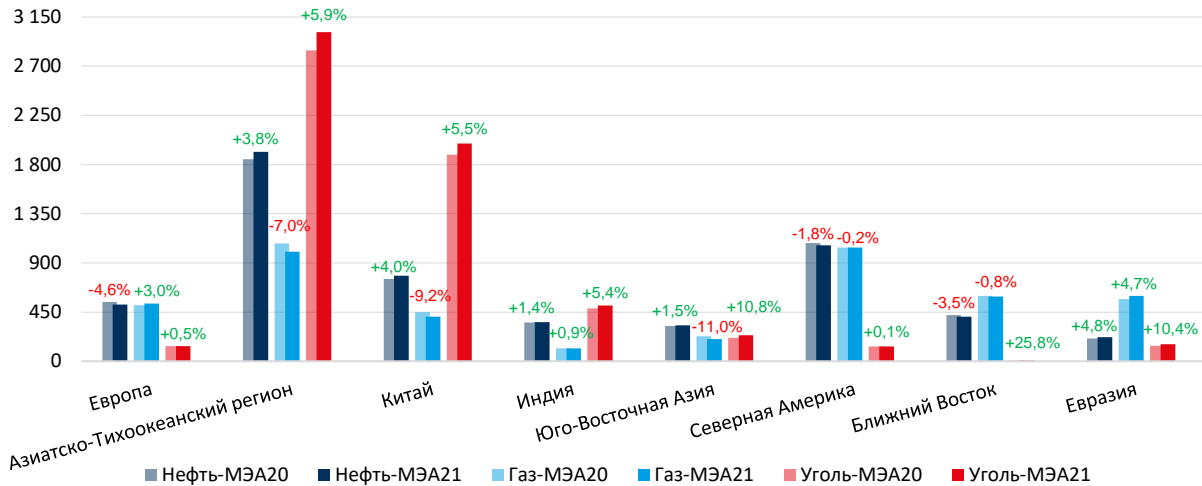
Обновлены также прогнозы структуры потребления энергии к 2030 году: суммарная доля нефти и газа к 2030 году снизилась на 1,7 п.п. к прошлогоднему прогнозу, составив 52,8%. В то же время доля угля в структуре потребления выросла на 0,2 п.п., доля ВИЭ (на основе ветряной и солнечной энергии) – на 0,7 п.п. Подобная динамика потребления угля в актуальных прогнозах обусловлена отсутствием уверенности в достижении на горизонте 9 лет целей, поставленных в национальных и международных климатических программах на фоне экономического кризиса 2020 года и энергетического кризиса 2021 года. Более того, рост населения в мире до 8,5 млрд чел. к 2030 году, в основном за счет стран с развивающейся экономикой (с 6,52 млрд чел. в 2020 году до 7,26 млрд чел. в 2030 году), и, как следствие, увеличение спроса на электроэнергию, а также прогнозируемый мировой экономический рост в среднем на 3% в год обуславливают тенденцию сохранения высокого уровня мирового потребления традиционных энергоресурсов, особенно угля (Таблица 1).

Вместе с тем высокому спросу на ископаемые виды топлива по базовому сценарию МЭА также будут способствовать относительно низкие темпы ввода в эксплуатацию низкоуглеродных и безуглеродных источников энергии. Отказ от традиционных энергоресурсов в процессе глобального энергоперехода требует значительных инвестиций не только на этапе строительства объектов электрогенерации, но и на этапе разработки или импорта технологий. В связи с этим стоимость перехода на низкоуглеродные или безуглеродные источники энергии на современном этапе остается относительно высокой для комплексной трансформации мирового энергетического баланса. В свою очередь развивающимся странам экономически выгодно использовать традиционные виды топлива при снабжении электроэнергией как развивающегося промышленного сектора, так и растущих потребностей населения. В целом кризисные явления не способствуют росту инвестиционного потенциала развивающихся стран и стимулируют их искать более традиционные решения.

Объем потребления энергии до 2030 года будет расти более быстрым, чем предполагалось в 2020 году, темпом в развивающихся странах, в особенности в Китае, Индии и странах Юго-Восточной Азии (График 1).

График 1

Потребление традиционных энергоносителей в регионах мира в 2030 году, тыс. т н.э.



\*В подписях данных указаны процентные изменения оценок агентств в 2021 году относительно 2020 года  
 Источник: МЭА, ОПЕК

### Энергопереход после энергетического кризиса

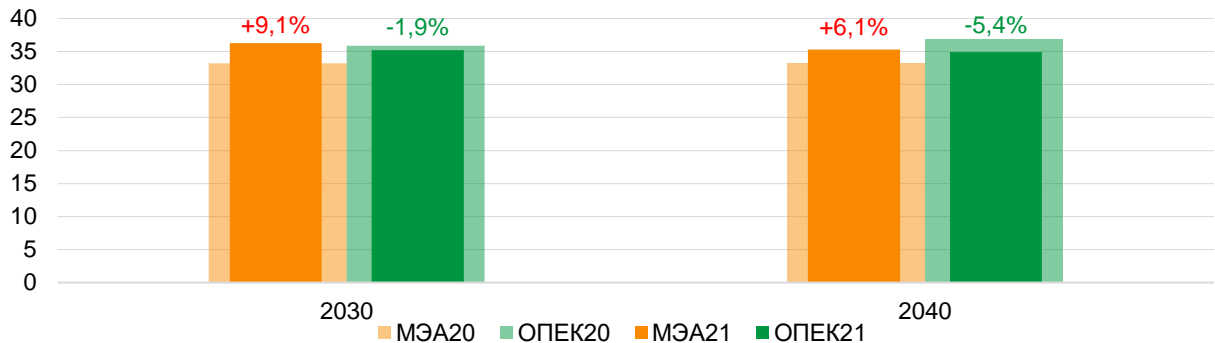
Государственная поддержка во время кризисов 2020 и 2021 годов, а также отложенный спрос позволили промышленности избежать стагнации. Подобная тенденция восстановления экономик в краткосрочной и среднесрочной перспективе предполагает рост объемов выбросов CO<sub>2</sub> не только от промышленного и транспортного сектора, но и от электрогенерации в целом.

К 2030 году МЭА прогнозирует продолжение роста выбросов CO<sub>2</sub> в мире. Так, к 2030 году в рамках базового сценария (STEPS) объем выбросов углекислого газа установится на уровне 36,3 млрд т, что выше значения прогноза 2020 года (33,3 млрд т) (График 2). В то же время, по данным ОПЕК, выбросы в 2030 году достигнут значения 35,2 млрд т, что на 1,9% ниже уровня прогноза 2020 года (35,9 млрд т). После 2030 года ожидается снижение общего объема выбросов CO<sub>2</sub>.

Прогноз ОПЕК также предполагает рост объемов выбросов CO<sub>2</sub> в развивающихся странах. В то же время ожидается, что увеличение будет частично нивелировано снижением эмиссии CO<sub>2</sub> в Китае, России, странах ОЭСР и Каспийского региона в первую очередь за счет уменьшения объемов потребления угля в качестве топлива. В отчете ОПЕК особое внимание уделяется выбросам CO<sub>2</sub> в расчете на душу населения, так как данный показатель детальнее характеризует ситуацию по доступу населения к низкоуглеродным источникам энергии. Динамика данного показателя отличается от общего тренда: в 2020 году выбросы CO<sub>2</sub> на душу населения в странах ОЭСР превышали данный показатель в развивающихся странах в 3 раза. Согласно прогнозу ОПЕК, к 2045 году данный показатель у стран ОЭСР снизится, однако все еще будет оставаться на достаточно высоком уровне, превышая показатель в развивающихся странах в 2 раза.

В период кризиса, связанного с пандемией COVID-19, большинство стран были вынуждены использовать фискальные инструменты для поддержки энергетического сектора со стороны как производителей, так и потребителей энергии. Около 2,3 трлн долл. было направлено на восстановление экономики энергетического сектора, из них 0,4 трлн долл. – на развитие низкоуглеродной энергетики. При этом 70% объема финансовой поддержки «чистой» энергетики должно быть предоставлено к 2023 году, что позволит привлечь дополнительные инвестиции со стороны частного сектора в краткосрочной перспективе.

**График 2**  
**Прогнозы выбросов CO<sub>2</sub>, млрд т**

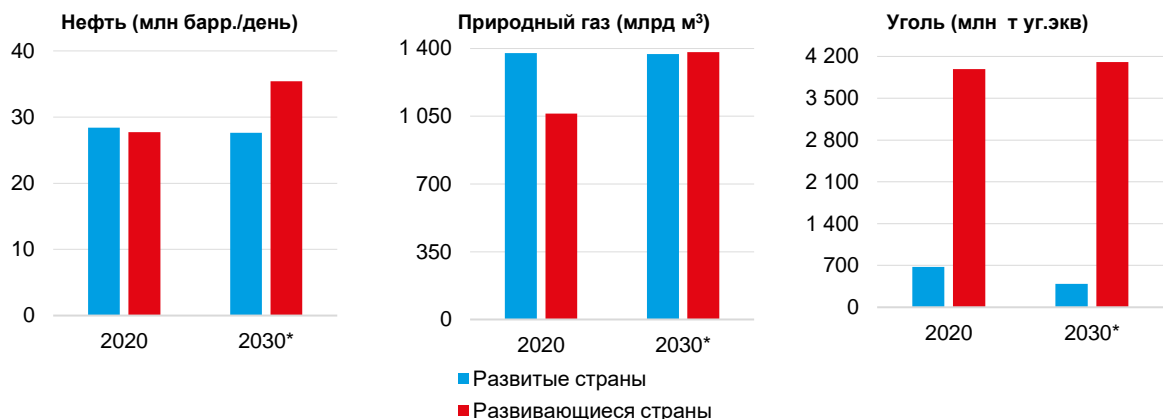


\*В подписях данных указаны процентные изменения оценок агентств в 2021 году относительно 2020 года  
Источник: МЭА базовый сценарий, ОПЕК

В 2021 году инвестиции в энергетический сектор возрастут до 1,9 трлн долл. (+10,0% к 2020 году), что позволит нивелировать спад в инвестиционной деятельности в кризисный год. Рост инвестиций прогнозируется за счет высоких расходов на инфраструктуру в Китае, Европе и США.

Активному росту низкоуглеродной энергетики в мире препятствует географический дисбаланс в инвестициях. Около 60% расходов, направленных на развитие низкоуглеродных и безуглеродных источников энергии, приходится на развитые страны (государственный и частный капитал). Доля развивающихся стран (за исключением Китая) составляет лишь около 20%, что не позволяет 2/3 населения, проживающим в развивающихся странах, в должной степени получать доступ к энергетическим ресурсам, в частности к низкоуглеродным источникам энергии.

**График 3**  
**Спрос на традиционные источники энергии в развитых и развивающихся странах**



\*Прогнозные значения  
Источник: МЭА базовый сценарий

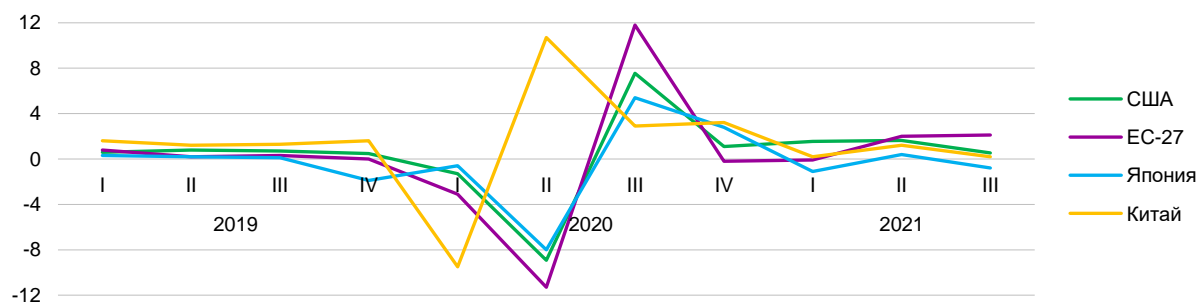
Таким образом, энергетический кризис 2021 года поставил перед миром новые вызовы на пути по достижению углеродной нейтральности: фактически результативность уже существующих климатических мер и стратегий снизилась вследствие энергетического кризиса 2021 года через отложенный спрос и ускоренное восстановление промышленного сектора и экономики в целом. Для изменения ситуации страны могут увеличить перечень инструментов стимулирования снижения выбросов CO<sub>2</sub> и развития низкоуглеродных и безуглеродных источников энергии. Однако не все регионы мира и страны готовы к совершению энергоперехода в связи с растущей численностью населения, стремительным развитием промышленного и транспортного секторов.

## Статистика

### Макроэкономика

График 4

**ВВП крупнейших экономик, прирост (% к предыдущему кварталу, сезонное сглаживание)**

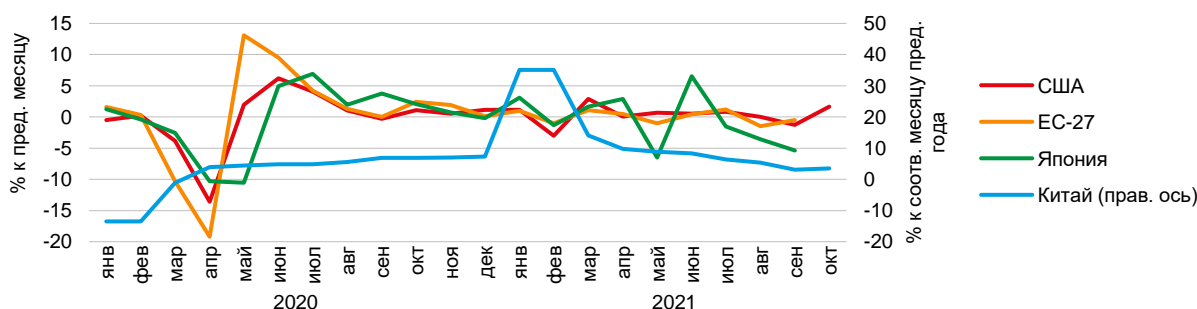


Источник: национальные статистические службы

**По итогам III квартала 2021 г. замедлился рост крупнейших экономик, кроме ЕС.** В США прирост ВВП в III квартале 2021 г. составил лишь 0,5% кв/кв, тогда как в предыдущие два квартала он находился на уровне около 1,5% кв/кв. Основной вклад в замедление внес спад производства и продаж автомобилей, хотя также ухудшились показатели инвестиций в основной капитал и чистого экспорта. В Китае ВВП в III квартале 2021 г. практически произошла стагнация (+0,2% кв/кв), при этом обращают на себя внимание негативные результаты в секторах строительства (-1,8% г/г) и операций с недвижимостью (-1,6% г/г). Странам ЕС удалось поддержать устойчивый рост ВВП (+2,1% кв/кв), что позволило ЕС практически выйти на предкризисный уровень IV квартала 2019 г., который США преодолели еще в прошлом квартале.

График 5

**Промышленное производство крупнейших экономик, прирост (сезонное сглаживание)**



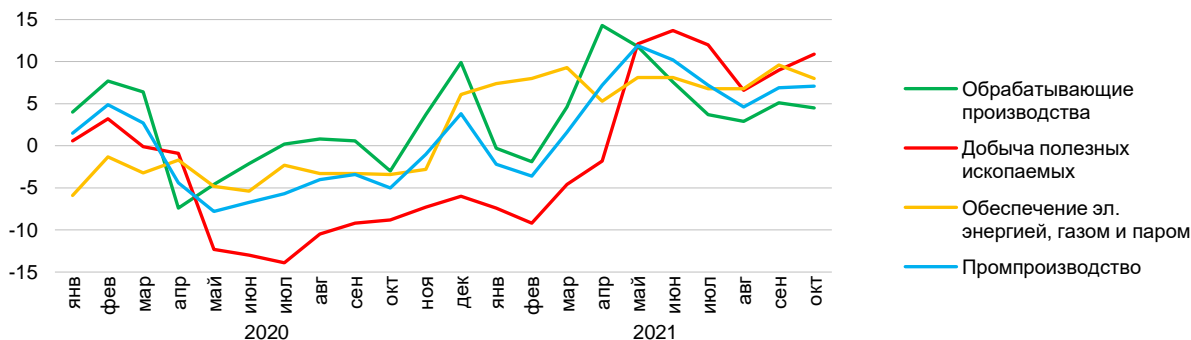
Источник: национальные статистические службы

**В октябре промышленная активность в Китае и США оживилась, а сентябрьские данные по промышленности ЕС и Японии остаются «в красной зоне».** Важнейший вклад в рост промышленности США (+1,6% м/м) внесло возобновление производства энергетических и химических предприятий после урагана Ида. Большую роль сыграло и восстановление производства в американском автопроме. Показатели китайской промышленности немного улучшились, хотя замедление еще не преодолено (+3,5% г/г в октябре после +3,1% г/г в сентябре). При этом обрабатывающая промышленность не продемонстрировала прогресса (+2,5% г/г в октябре после +2,4% г/г в сентябре), зато добывающие отрасли заметно повысили показатели выпуска (+6,0% г/г в октябре после +3,2% г/г в сентябре).



График 6

## Промышленное производство России, прирост (% к соответствующему периоду предыдущего года)



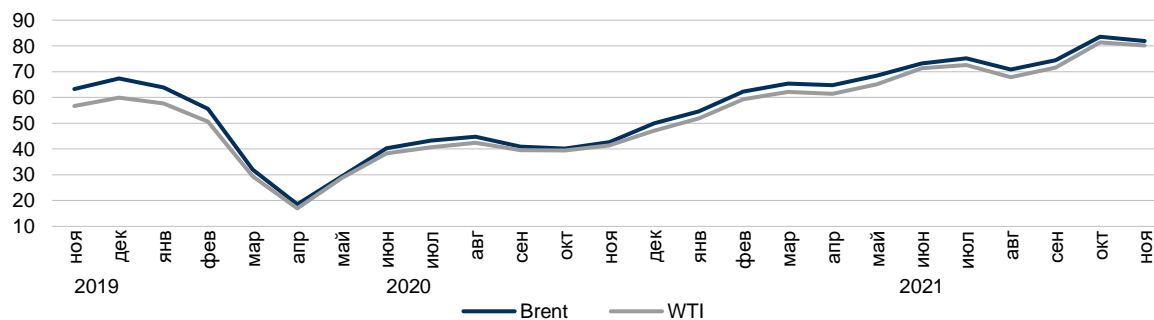
Источник: Росстат

**Рост российского промпроизводства продолжился в октябре, в основном благодаря добывающим отраслям.** Объем промышленного выпуска в России возрос на 7,1% г/г, прежде всего за счет добычи нефтегазового сырья и угля (+8,9% г/г и +9,1% г/г соответственно), тогда как в обрабатывающей промышленности результат заметно скромнее (+4,5% г/г), а автопром и вовсе переживает тяжелый спад (-15,8% г/г) в условиях глобального дефицита компонентов.

## Нефть и нефтепродукты

График 7

## Среднемесячные цены на нефть WTI и Brent (долл./барр.)



\* Цены-спот за ноябрь 2021 г. рассчитаны как средние за период 1-29 ноября.

Источник: Thomson Reuters

**В ноябре 2021 г. среднемесячные цены на нефть снизились по отношению к предыдущему месяцу впервые с августа.** На третьей неделе ноября котировки Brent и WTI опустились ниже 80 долл./барр. на фоне ожиданий увеличения предложения со стороны США, Китая, Японии и других стран Азии, которые обсуждают возможность использования стратегических нефтяных резервов для стабилизации ситуации на рынке. В то же время участники ОПЕК+ сохранили темпы прироста добычи на уровне 0,4 млн барр./день в декабре, что стало и триггером для вмешательства регуляторов США и азиатских стран. По состоянию на 23 ноября США подтвердили намерения о реализации 50 млн барр., что может снизить котировки до 70 долл./барр. для марки Brent. Однако ожидания фондовых игроков относительно объема продаж были завышены, и после объявления о вскрытии запасов США нефтяные цены возобновили рост. Позже, 25 ноября, Китай, Индия, Япония, Республика Корея и Великобритания также заявили о готовности интервенций на мировой рынок посредством использования стратегического нефтяного резерва. В результате нефтяные котировки опустились ниже 80 долл./барр.

**Таблица 2**  
**Прогноз цен на нефть<sup>1</sup> (долл./барр.)**

Марка нефти	IV кв. 2021	2021	2022
Brent (Thomson Reuters <sup>2</sup> )	80,9	70,9	74,0
WTI (Thomson Reuters <sup>2</sup> )	78,1	68,6	71,2
Brent (УЭИ США <sup>3</sup> )	82,1	71,6	71,9
WTI (УЭИ США <sup>3</sup> )	80,5	69,0	68,3
Средняя цена <sup>4</sup> (МВФ)	-	65,7	64,5
Средняя цена <sup>4</sup> (ВБ)	-	70,0	74,0

1. Среднее значение за указанный период.

2. Консенсус-прогноз — 29 октября 2021 г.

3. Прогноз — 9 ноября 2021 г.

4. Средняя цена нефти, прогноз МВФ — октябрь 2021 г., прогноз ВБ — октябрь 2021 г.

Источник: Thomson Reuters, УЭИ США, МВФ, Всемирный банк

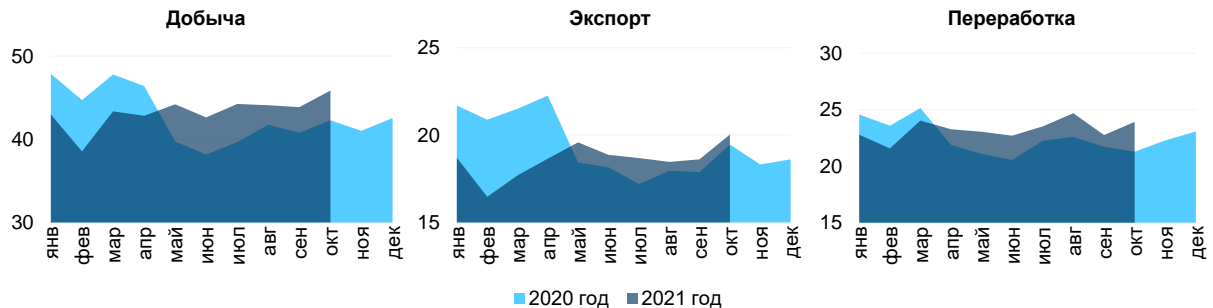
**Таблица 3**  
**Производство и потребление нефти в мире (млн барр./день)**

	2020	2021				IV кв. 2021 / IV кв. 2020, %
	IV	I	II	III	IV (прогноз)	
<b>Производство нефти</b>						
ОПЕК	30,0	30,5	30,8	32,2	-	-
Сауд. Аравия	10,9	10,3	10,5	11,5	-	-
США	16,2	15,6	16,8	16,7	17,2	+6,0
Россия	10,4	10,5	10,8	10,9	11,2	+8,3
Мир	92,2	92,3	94,2	96,4	-	-
<b>Потребление нефти</b>						
Китай	14,8	14,6	15,2	15,2	15,1	+2,2
Европа (ОЭСР)	12,5	11,9	12,7	13,8	13,4	+6,7
США	18,9	18,6	20,2	20,4	20,4	+8,2
Мир	94,1	93,3	95,2	97,7	98,9	+5,1

Источник: МЭА

**В ноябре 2021 г. МЭА увеличило прогноз потребления нефти Европы и США на IV квартал 2021 г.** При этом оценка мирового спроса не была скорректирована за счет снижения прогнозного значения потребления в Китае относительно октябрьского отчета. Прогноз добычи Саудовской Аравии и России на мировом нефтяном рынке в IV квартале сохранился ввиду продления условий соглашения ОПЕК+ на декабрь. В то же время оценка предложения нефти США повысилась (с 16,9 млн барр./день в октябрьском отчете до 17,2 млн барр./день – в ноябрьском) – текущие цены являются сильным стимулом для повышения активности американских компаний. Тренды мирового спроса в 2022 году разнонаправленны. С одной стороны, ожидается рост потребления нефти и нефтепродуктов ввиду постепенного открытия границ между странами. С другой стороны, новые волны COVID-19 в Европе и высокие цены на нефть сдерживают рост спроса. МЭА незначительно повысило ежемесячный прогноз прироста потребления на 2022 год до 3,4 млн барр./день (+0,1 млн барр./день).

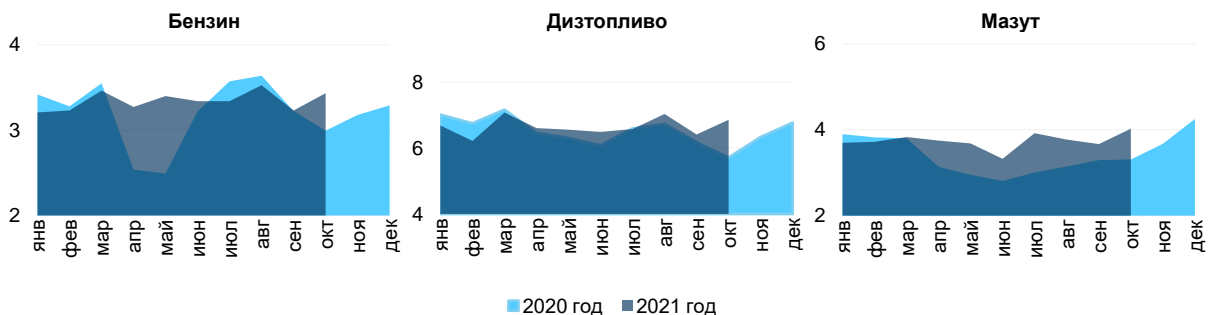
График 8  
Нефть в России (млн т)



Источник: Минэнерго России

В октябре 2021 г. темп роста добычи нефти (+8,5% г/г) в России значительно превысил темп роста ее экспорта (+3,0% г/г). Средний прирост выработки в октябре составил 0,1 млн барр./день к предыдущему месяцу. Увеличение добычи позволило увеличить объем поставок сырья на первичную переработку (+12,5% г/г и +5,1% м/м).

График 9  
Производство нефтепродуктов в России (млн т)



Источник: Минэнерго России

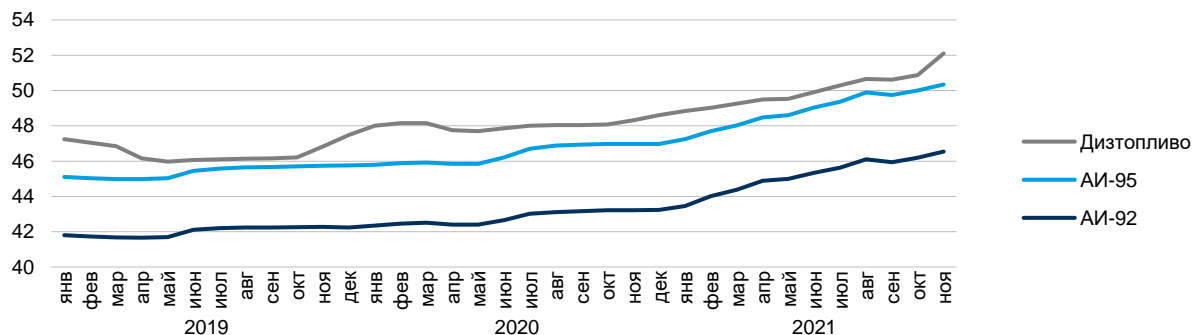
Рост среднесуточных объемов производства бензина (+2,8% м/м) и дизельного топлива (+3,4% м/м) в октябре 2021 г. не компенсировал сентябрьского падения нефтепереработки – уровни выработки бензина и дизельного топлива остались ниже августовских. При этом относительно предыдущего года объем производства дизельного топлива рекордно вырос (+20,1% г/г). При этом рост дизельных цен оптового сегмента продолжился на фоне перехода на зимние сорта дизельного топлива из-за резкого похолодания.

Таблица 4  
Добыча нефти и нефтепереработка в России (млн т)

	окт 2021	% к окт 2020	янв — окт 2021	% к янв — окт 2020
Добыча	45,9	+8,5	432,6	+0,8
Экспорт	20,0	+3,0	185,8	-4,9
Переработка, в том числе производство:	23,9	+12,3	232,3	+3,4
Бензина	3,4	+14,6	33,4	+4,7
Дизтоплива	6,9	+20,1	66,5	+2,3
Мазута	4,0	+21,7	37,4	+12,7

Источник: Минэнерго России

График 10

Розничные цены на бензины и дизтопливо в России (руб./л)<sup>2</sup>

<sup>2</sup> Значения приведены с интервалом в 4 недели с 28 января 2019 г. по 15 ноября 2021 г.

Источник: Росстат

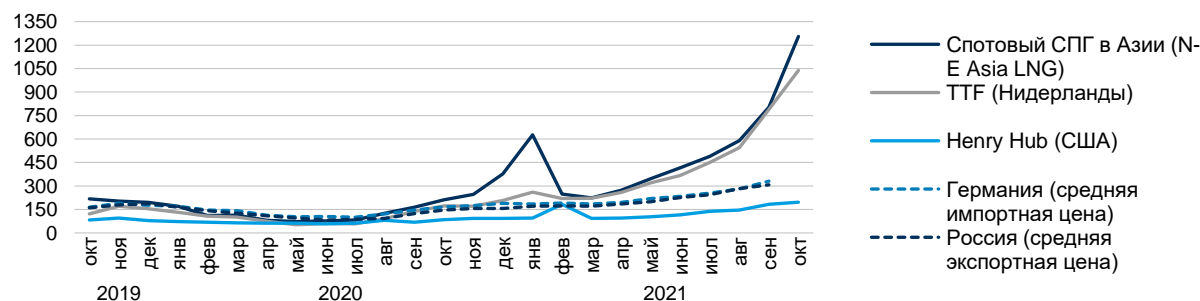
**В конце октября–начале ноября 2021 г. недельный темп роста розничных цен на дизельное топливо резко ускорился.** С 25 октября по 8 ноября розничная цена на дизельное топливо выросла на 1,1% при увеличении за аналогичный период цен на бензины АИ-92 и АИ-95 на 0,4% и 0,3% соответственно. С 8 по 15 ноября разрыв между темпами роста топливных цен стал более значительным: за неделю цена дизельного топлива выросла на 1,0%, автобензинов – на 0,2%. Динамика обусловлена ростом котировок оптового сегмента: ранний переход на зимние виды топлива в середине октября привел к возникновению дефицита на рынке, что, в свою очередь, ускорило рост цен. Кроме того, новые требования по уплате дополнительного акциза при производстве зимнего ДТ посредством смешивания летнего ДТ и авиационного керосина сжали предложение на рынке. Индексы межсезонного и зимнего дизельного топлива на площадке СПбМТСБ неоднократно обновили исторические максимумы. Антимонопольный регулятор разработал ряд мер для стабилизации ситуации на топливном рынке, среди которых: увеличение минимальных нормативов продаж, корректировка демпфирующего механизма, субсидирование транспортировки топлива для регионов Дальнего Востока.

### Природный газ

**После прохождения ценового пика в октябре газовые индексы в начале ноября стремительно снижались, вернувшись к росту более медленными темпами в середине месяца.** Заявление российской стороны о готовности заполнения европейских ПХГ сдержало рост индикаторов в конце месяца: 28 октября впервые с 27 сентября цена на голландском хабе опустилась ниже 930 долл./тыс. куб. м (-12,3% д/д). Средние значения газовых индексов за 1-9 ноября снизились к аналогичному периоду октября на 20,7% м/м (индекс TTF), на 17,1% м/м (индекс NBP) и на 8,9% м/м (индекс N-E Asia LNG). Активный рост мировых индексов возобновился в начале ноября из-за начала сезонного снижения запасов европейских ПХГ и приостановки сертификации «Северного потока-2». В середине месяца европейские и азиатские газовые цены вновь превышали отметку в 1000 долл./тыс. куб. м. В третьей декаде ноября новость о введении США санкций против двух судов и компании Transadria Ltd, которые участвуют в строительстве газопровода «Северный поток-2», оказала дополнительное давление на ценовую динамику. Так, 23 ноября, в день заявления США, индексы TTF и NBR на голландском и британском газовых хабах выросли на 7,1% и 7,9% к предыдущему дню соответственно.

График 11

Среднемесячные цены на газ в мире (долл./тыс. куб. м)



Источник: Thomson Reuters, BAFA, ФТС России

Таблица 5

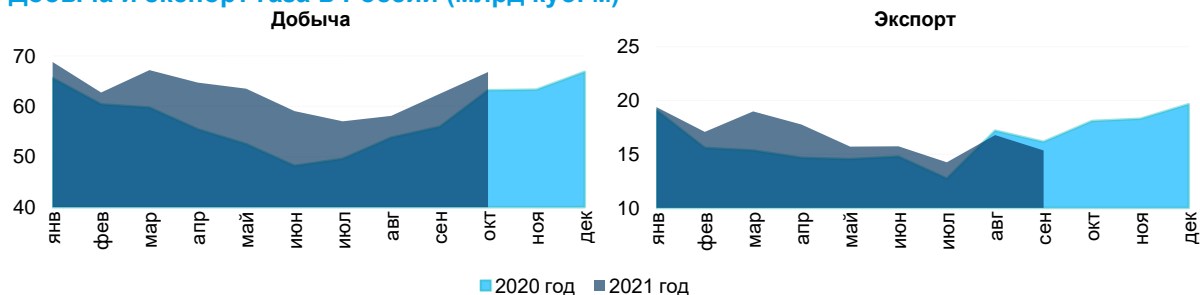
Добыча газа в России (млрд куб. м)

	окт 2021	% к окт 2020	янв — окт 2021	% к янв — окт 2020
Добыча	66,8	+5,7	629,9	+11,7

Источник: Росстат

График 12

Добыча и экспорт газа в России (млрд куб. м)



Источник: Росстат, ФТС России

По данным Росстата, в октябре 2021 г. годовой прирост добычи газа в России замедлился, составив +5,7% г/г после +11,7% г/г в сентябре текущего года. Ежемесячный темп прироста добычи также снизился до +6,9% м/м в октябре (после +7,6% м/м в сентябре 2021 г.).

В сентябре 2021 г. экспорт трубопроводного газа из России в натуральном выражении продолжил сокращаться к аналогичному периоду прошлого года (-5,0% г/г), но в стоимостном выражении вырос в 2,4 раза. По причине необходимости наращивания поставок на внутренний рынок России впервые с декабря 2020 г. сократился экспорт в дальнее зарубежье (-4,9% г/г). Поставки газа в ближнее зарубежье также сократились (-5,9% г/г) за счет снижения объемов закупки природного газа Казахстаном (-31,2% г/г). Беларусь сохраняет импорт российского газа на стабильном уровне (+1,4% г/г) в рамках долгосрочного контракта.

Таблица 6

Экспорт трубопроводного газа из России по основным направлениям\* (млрд куб. м)

	сен 2021	% к сен 2020	янв — сен 2021	% к янв — сен 2020
Всего	15,3	-5,0	151,0	+7,8
Дальнее зарубежье	13,1	-4,9	126,2	+9,5
СНГ	2,2	-5,9	24,8	-0,1

\* Общие поставки по контрактам (с возможностью спотовых операций и перепродажи).

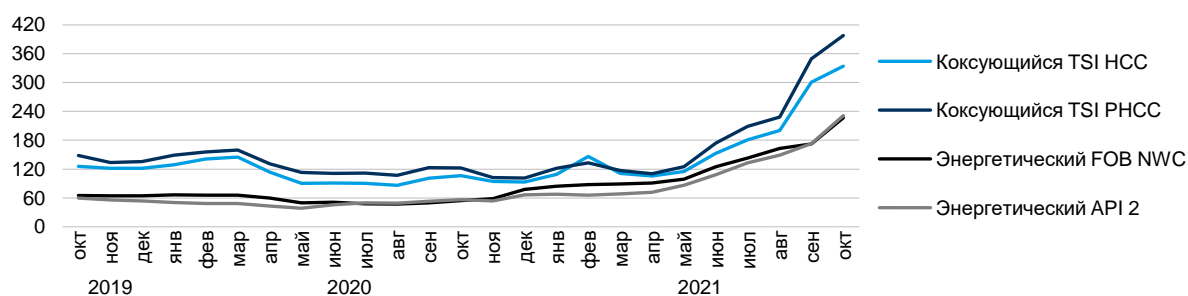
Источник: ФТС России

## Уголь

В октябре 2021 г. европейский и азиатский ценовые индексы на энергетический уголь не только обновили рекордные значения, но и показали максимальные за несколько лет темпы роста. Ценовой индекс в Европе (API2) вырос на 33,7% м/м, индекс в Азии (FOB NWC) – на 31,6% м/м. Кроме того, в октябре 2021 г. также выросли ценовые индексы на коксующийся уголь (индексы HCC и PHCC): к предыдущему месяцу прирост составил 11,1% и 13,9% соответственно. Подобная динамика цен стала следствием дефицита угля на китайском и индийском рынках, а также отложенного спроса в промышленном и транспортном секторах. Динамику угольного рынка в конце октября-ноябре определяют разнонаправленные тренды: политика Китая по увеличению предложения угля направлена на снижение ценовых индексов, тогда как ограниченное предложение в Индии, напротив, стимулирует рост цен.

График 13

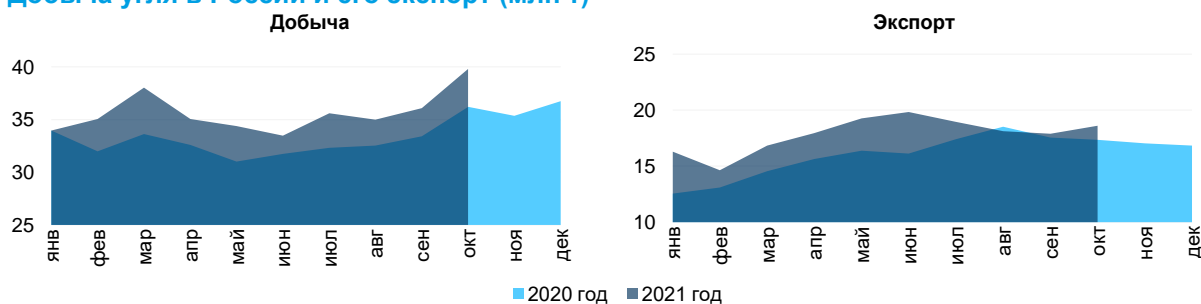
Цены на уголь в мире (долл./т, среднее за месяц)



Источник: Thomson Reuters, Argus Media, Platts

График 14

Добыча угля в России и его экспорт (млн т)



Источник: Минэнерго России

Таблица 7

Добыча и экспорт угля в России (млн т)

	окт 2021	% к окт 2020	янв — окт 2021	% к янв — окт 2020
Добыча	39,8	+10,0	356,4	+8,2
Экспорт	18,6	+7,1	178,4	+12,1

Источник: Минэнерго России

В октябре 2021 г. показатели добычи и экспорта российского угля выросли на 10,0% г/г и 7,1% г/г соответственно. Высокие мировые цены на угли позволяют угольным компаниям получать сверхприбыли, однако расширение экспортной активности российских угледобывающих компаний ограничено недостаточной развитостью транспортной инфраструктуры в восточной части страны и высокой конкуренцией со стороны иностранных поставщиков. Так, в сентябре 2021 г. наибольшую долю в импорте Китая коксующегося угля заняли США и Канада, опередив Россию и Монголию.

## Электроэнергетика

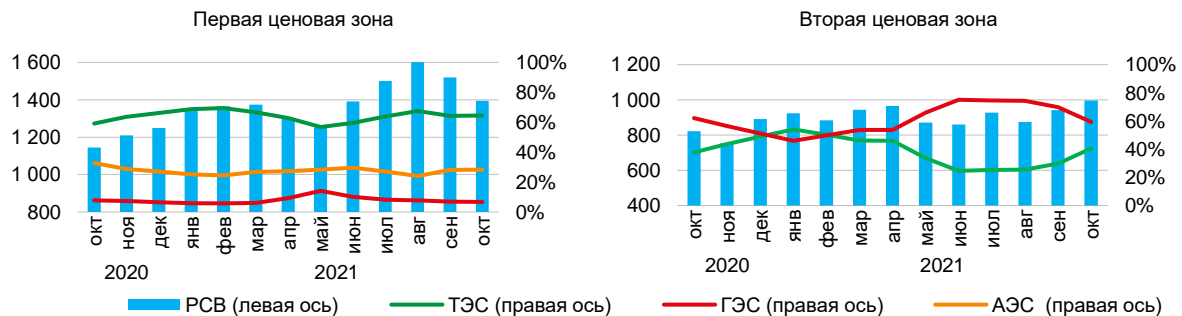
Таблица 8  
Баланс электроэнергии ЕЭС России (млрд кВт·ч)

	окт 2021	% к окт 2020	янв — окт 2021	% к янв — окт 2020
Потребление	92,9	+6,5	885,6	+5,7
Производство, в том числе	95,2	+7,7	905,1	+6,7
ТЭС (тепловые)	51,5	+18,6	487,7	+10,1
ГЭС (гидравлические)	17,1	-3,7	176,3	+1,7
АЭС (атомные)	20,0	-5,8	181,0	+3,4
ЭПП (промпредприятия)	6,0	+3,8	55,3	+1,9
ВИЭ (возобновляемые)	0,6	+100,0	4,8	+65,5

Источник: СО ЕЭС

**Выработка электроэнергии в ЕЭС России в октябре выросла в годовом (+7,7% г/г) и месячном (10,8% м/м) выражении.** При этом генерация на ТЭС увеличивается опережающими темпами (+18,6% г/г и +16,0% м/м). Одновременно доля ГЭС в структуре производства электроэнергии уменьшается ввиду снижения генерации на ГЭС относительно как предыдущего месяца (-2,3% м/м), так и прошлого года (-3,7% г/г). В октябре 2021 г. экспорт из России **вырос** до 2,5 млрд кВт·ч, что стало месячным рекордом за 2017–2021 годы. В январе–октябре 2021 г. российский экспорт электроэнергии **составил** 19,6 млрд кВт·ч, увеличившись в 2,1 раза г/г. Внутреннее потребление электроэнергии в ЕЭС России увеличилось на 6,5% г/г и на 11,1% м/м.

График 15  
Индексы РСВ на покупку (руб./МВт·ч) и структура планового производства (%) электроэнергии в 1-й и 2-й ценовых зонах



Источник: АТС

**Индекс РСВ в первой ценовой зоне в октябре продолжил снижаться (-8,3% м/м), тогда как во второй ценовой зоне — вырос на 5,9% м/м.** В результате разрыв между ценами в первой и второй ценовых зонах сократился, вернувшись к среднему за 2019–2021 годы уровню в 400 руб./МВт·ч. В ценовой зоне Европы и Урала индекс РСВ сократился с 1520,0 руб./МВт·ч в сентябре 2021 г. до 1394,6 руб./МВт·ч в октябре 2021 г. при значительном росте общего объема плановой генерации (+10,1% м/м) и потребления (+9,9% м/м). Наибольшую часть прироста выработки в абсолютном выражении обеспечивают ТЭС (+4,3 млрд кВт·ч) и АЭС (+1,9 млрд кВт·ч). В ценовой зоне Сибири индекс РСВ на покупку увеличился с 941,1 руб./МВт·ч в сентябре 2021 г. до 996,8 руб./МВт·ч в октябре 2021 г. Общие объемы выработки электроэнергии и ее потребления во второй ценовой зоне также значительно выросли: +10,5% м/м и +11,7% м/м соответственно. Доля ТЭС в структуре генерации второй ценовой зоны увеличилась с 29,9% в сентябре до 40,5% в октябре текущего года. Такое значительное увеличение тепловой генерации (на 20,4% м/м – в сентябре и на 49,9% м/м – в октябре 2021 г.) в основном обуславливает положительную ценовую динамику.

ac.gov.ru



[facebook.com/ac.gov.ru](https://facebook.com/ac.gov.ru)



[twitter.com/AC\\_gov\\_ru](https://twitter.com/AC_gov_ru)



[youtube.com/user/analyticalcentergov](https://youtube.com/user/analyticalcentergov)