

# Новый нефтяной суперцикл

Рост цен принесет нефтекомпаниям *рекордные прибыли*

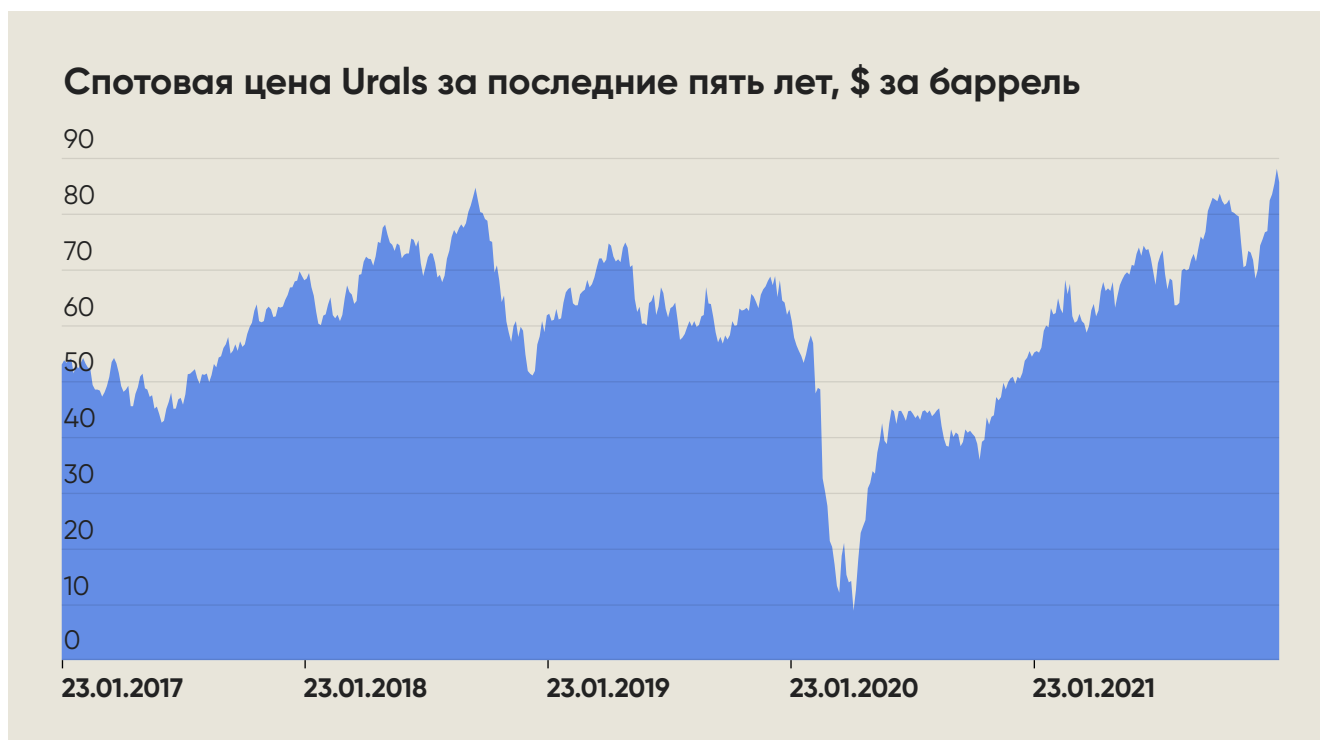
Авария на «Листвяжной» может привести к закрытию *половины шахт в России*

Новое регулирование ЕС *гарантирует газу место в энергобалансе до 2050 года*



## Входит ли нефть в новый суперцикл?

**Что произошло.** Основная российская экспортная марка нефти Urals впервые с октября 2014 года превысила отметку в \$90 за баррель. Средиземноморские партии Urals 27 января, по данным Platts, торговались на уровне выше \$92 за баррель, тогда как в северо-западной Европе цены были чуть ниже. На фоне геополитической напряженности премия Urals по отношению к Brent в январе составляет примерно \$1 за баррель.

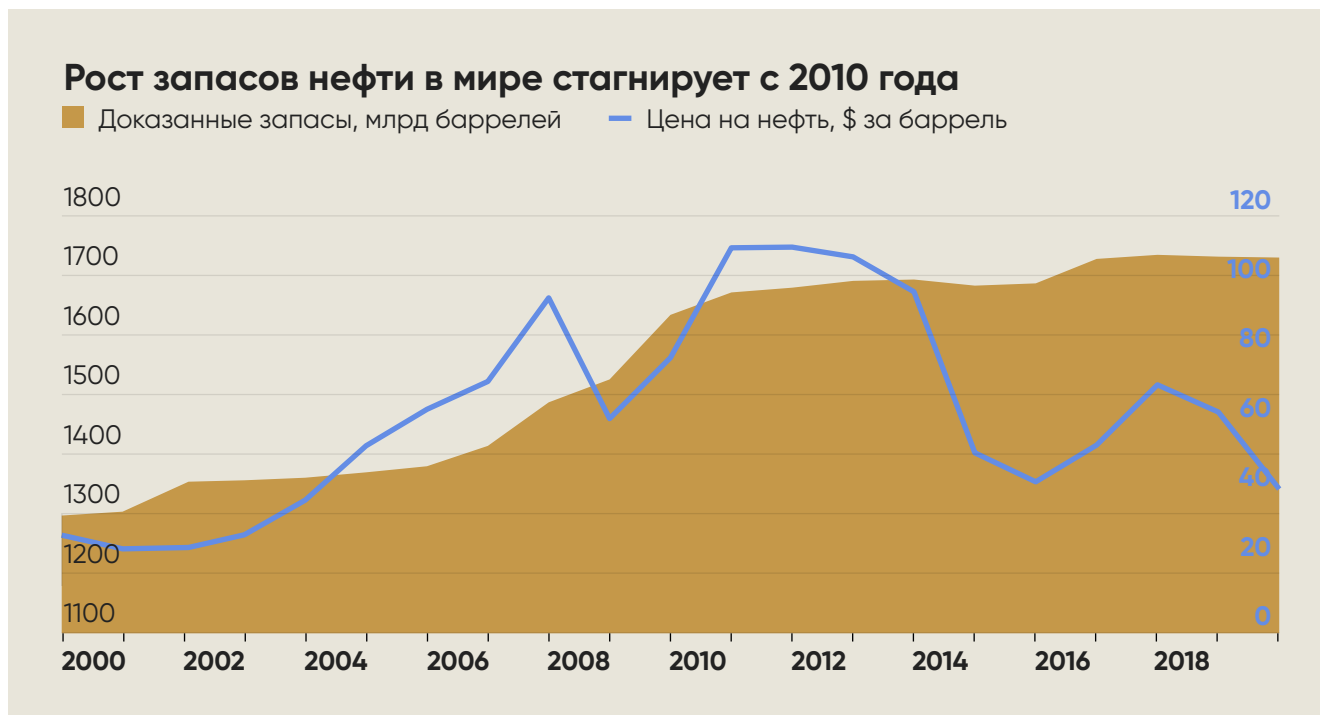


Одновременно в середине января инвестбанк Goldman Sachs значительно пересмотрел свой прогноз по цене на нефть в третьем и четвертом кварталах 2022 года, ожидая ее роста до \$100 за баррель. Средняя цена нефти марки Brent в 2022 году теперь прогнозируется инвестбанком на уровне \$96 за баррель, в 2023 году — \$105 за баррель.

Схожих прогнозов придерживаются и некоторые другие крупные инвестбанки, в том числе JP Morgan, BofA Merrill Lynch и Saxo bank. Есть и более консервативные ожидания: «ВТБ Капитал» прогнозирует среднюю цену по году в \$73 за баррель, а Citigroup верит в ее снижение до \$65 за баррель в четвертом квартале.

**Почему так получилось.** Участники рынка нефти заново оценивают его перспективы в свете того, что влияние нового штамма коронавируса на потребление оказалось довольно мягким, а фундаментальные факторы свидетельствуют о нехватке предложения. Фактически мы находимся в новой фазе нефтяного суперцикла, которая пришла на смену периоду сравнительно низких цен в 2014–2021 годах. В этот период инвестиции в развитие новых нефтяных активов в мире замедлились, что начинает сказываться в настоящий момент.

До сих пор динамика нефтяных цен сдерживалась наличием сделки ОПЕК+, поскольку страны-участницы соглашения обладали значительным запасом свободных мощностей по добыче. Однако последние месяцы показали, что как минимум часть свободных мощностей существует только на бумаге. Так, в декабре страны ОПЕК+ увеличили квоту на добычу нефти на 400 тыс. баррелей в сутки, но фактический прирост добычи составил лишь 250 тыс. баррелей в сутки, по данным Международного энергетического агентства.

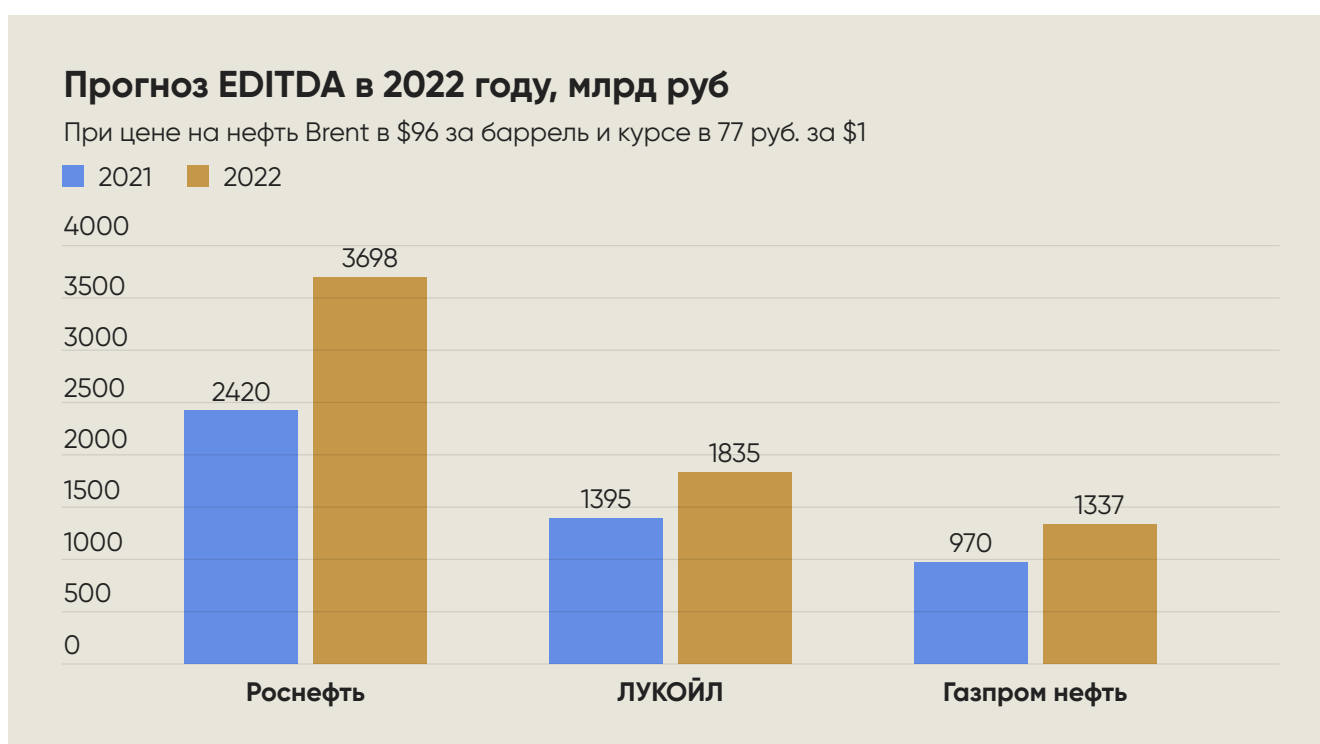


В частности, впервые свою квоту полностью не выбрала Россия — исходя из оперативных данных ЦДУ ТЭК, в декабре российские нефтекомпании, имея возможность увеличить добычу на 100 тыс. баррелей в сутки, нарастили ее только на 66 тыс. По прогнозу Центра РЭ, в январе и феврале квота России также не будет полностью выбрана, поскольку нефтекомпаниям необходимо бурить новые скважины, что потребует нескольких месяцев.

По оценке МЭА, если страны ОПЕК+ полностью снимут ограничения на добычу в этом году, это увеличит предложение на рынке на 4,4 млн баррелей в сутки. Еще 1,8 млн баррелей в сутки прироста добычи обеспечат страны вне ОПЕК+, в том числе 1 млн баррелей в сутки — США. Рост спроса при этом оценивается в 3,3 млн баррелей в сутки. Однако, как мы видим, на практике страны ОПЕК+ способны нарастить добычу едва ли на половину от предполагаемого роста квот, что делает рынок едва-едва сбалансированным. Еще один фактор, который подталкивает цены к росту, заключается в том, что после снятия всех ограничений ОПЕК+ свободные мощности по добыче в мире (не считая Ирана, находящегося под санкциями) составят лишь 2,6 млн баррелей в сутки, из которых 2,2 млн баррелей в сутки приходится на Саудовскую Аравию. Соответственно, любой перебой с поставками способен оказать непропорционально большое влияние на цены.

**Почему это важно.** Российские нефтяные компании могут оказаться в крайне благоприятной ситуации, поскольку рост цен на нефть сопровождается ослаблением рубля из-за геополитических рисков. Вследствие этого в рублевом выражении Urals подорожал до абсолютного максимума в 7 тыс. рублей за баррель. Для сравнения, в 2012 году, когда Urals достигал своей максимальной исторической цены в долларах (\$110,5 в среднем за год), в рублях баррель стоил всего лишь 3,4 тыс.

Из-за комбинации высоких цен на нефть и слабого рубля нефтекомпании могут получить рекордные финансовые результаты. В наиболее выигрышном положении окажется, например, «Роснефть», которая из-за сравнительно более низкой доли переработки более чувствительна к изменению цен на нефть.



Хотя рост доходов экспортеров из-за девальвации в последние годы неоднократно приводил к увеличению налоговой нагрузки, по мнению Центра РЭ, высокие нефтегазовые поступления в бюджет в 2022 году во многом нивелируют опасность повышения налогов для компаний сектора. На наш взгляд, следует ожидать скорее расширения налоговых льгот в виде увеличения числа месторождений, которые смогут перейти на налог на дополнительный доход вместо НДС.

**Конкуренция или раздел рынка?** Поводом для предоставления льгот могут стать трудности, с которыми, вероятно, столкнутся российские нефтяные компании в процессе повышения добычи. На данный момент представляется, что Россия в краткосрочной перспективе не сможет наращивать добычу нефти теми же темпами, что и Саудовская Аравия, из-за ряда технологических и геологических факторов. Это может привести к потере пози-

ций России на некоторых экспортных рынках, в том числе традиционных для российской нефти. Так, в январе Saudi Aramco подписала крупный долгосрочный контракт на поставку нефти для польского концерна Orlen, который может покрыть более 50% потребности Польши в нефти и нивелировать ее зависимость от поставок партий Urals по морю в Гданьск. Ослабление позиций российской нефти в Европе в настоящий момент было бы нежелательно не только по экономическим, но и по геополитическим причинам.



В то же время, мы не ожидаем возникновения острой конкуренции между Россией и Саудовской Аравией, подобной «ценовой войне» 2015 или 2020 годов. Переход в режим свободной конкуренции в условиях нехватки нефти на рынке был бы экономически нецелесообразен для членов ОПЕК+, в особенности для Саудовской Аравии, учитывая ее большую зависимость от нефтяных доходов. По нашему мнению, даже после формального завершения сделки ОПЕК+ между Москвой и Эр-Риядом сохранятся негласные договоренности о поддержании стабильности рынка. Однако если Россия не сможет обеспечить приблизительный паритет с Саудовской Аравией по объемам добычи, соблюдение подобных договоренностей может стать проблемой.

**Фактор энергоперехода.** В ходе прошлых нефтяных циклов, в том числе во время предыдущего суперцикла 2003–2013 годов (с перерывом на кризис 2008–2009 годов), рост цен на нефть приводил к соответствующему росту инвестиций в ее добычу, что в итоге спровоцировало перепроизводство нефти в 2014 году. Но сейчас этот фактор, возможно, не окажет прежний эффект, поскольку западные – как минимум европейские – мейджоры не готовы инвестировать в нефть из-за представлений о необходимости энергоперехода, которых придерживаются власти, инвесторы, банки и в целом широкая общественность.

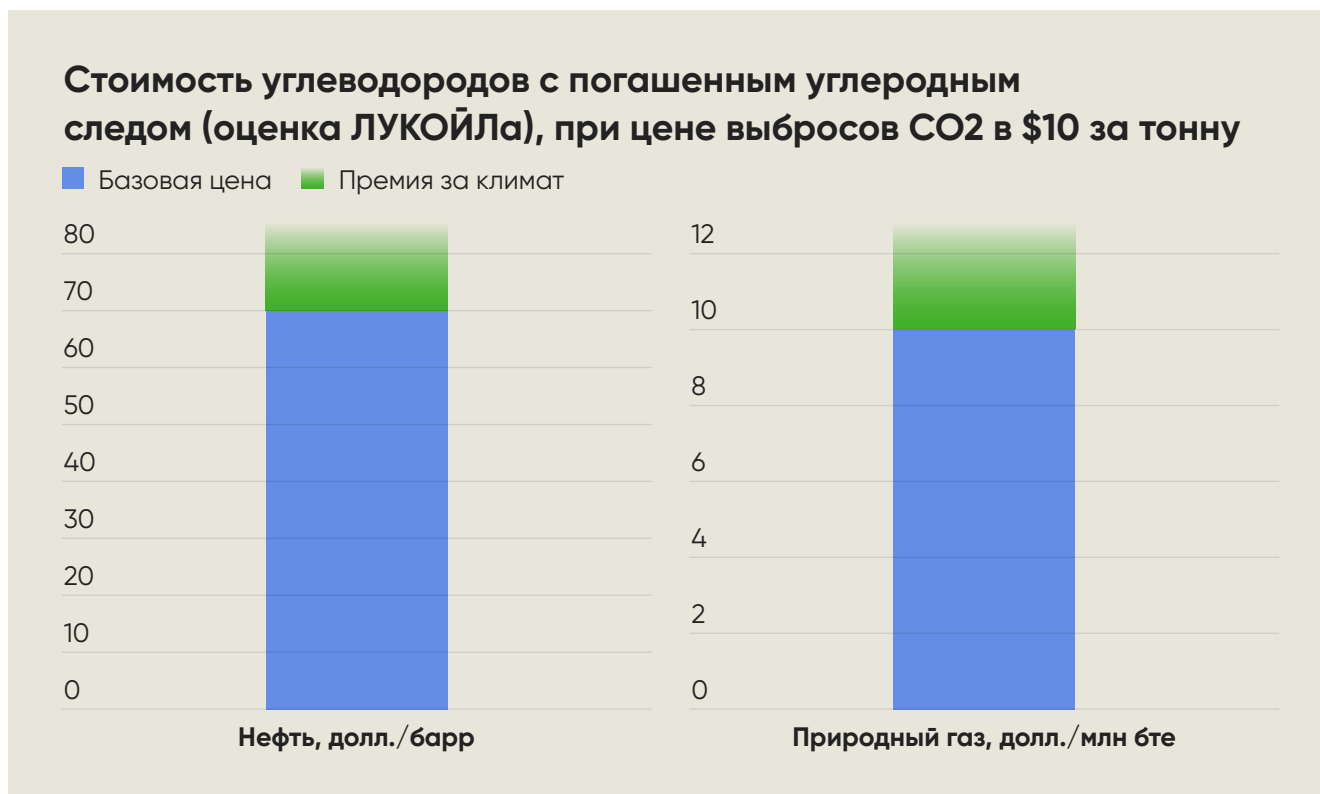
В рамках концепции энергоперехода объектами инвестиций вместо нефти должны стать активы возобновляемой энергетики, производства водорода, технологий аккумулирования электроэнергии, но на практике сколько-нибудь проработанных инвестпроектов в этих сферах совершенно недостаточно по сравнению с объемами прежних вложений в производство нефти. Из-за этого компании вынуждены не инвестировать деньги, а возвращать их акционерам: согласно анализу Bernstein, в 2022 году пятерка европейских мейджоров – BP, Shell, TotalEnergies, Equinor и Eni – заплатит акционерам рекордные в истории \$54 млрд в виде дивидендов и обратного выкупа акций.

Такая ситуация означает, что предстоящий период высоких цен на нефть может оказаться продолжительным и занять, возможно, несколько лет. Сторонники энергоперехода полагают, что по мере распространения новых источников энергии потребление нефти упадет, что приведет к снижению цен на нее. Однако сейчас потребление нефти растет, в то время как инвестиции в добычу уже существенно сократились.



Другим следствием нехватки объектов для инвестиций в сфере действительно зеленой энергетики, вероятно, станет попытка производить «зеленую» нефть. Дело в том, что пятерка европейских мейджоров объявила о намерении добиться углеродной нейтральности к 2050 году, то есть иметь нулевую чистую эмиссию CO<sub>2</sub> от своей деятельности и использования производимой продукции. В январе об аналогичной цели объявил Exxon. Поскольку (пока) отсутствуют технологии, которые позволили бы действительно перейти на какое-либо безуглеродное топливо, выходом могло бы стать сохранение прежней модели бизнеса

при обязательном улавливании образовавшегося CO<sub>2</sub>, то есть продажа топлива с погашенным углеродным следом. Стоимость такого топлива будет зависеть, прежде всего, от размера платы за выбросы CO<sub>2</sub>.



## Шахтная добыча угля: история закрывается?

**Что произошло.** В конце декабря 2021 года президент Владимир Путин поручил правительству проработать прекращение выдачи новых лицензий на шахтную добычу угля, а также закрытие небезопасных шахт. Это было сделано по итогам совещания, посвященного крупнейшей за последние годы аварии на шахте «Листвяжная» в Кузбассе. Хотя срок выполнения поручения – 1 мая 2022 года, по информации Центра РЭ, Минэнерго уже представило свою позицию в правительство. Она заключается в том, чтобы ужесточить выдачу новых лицензий, а также поэтапно закрыть значительное число старых шахт – до 40 из работающих в стране 92 шахт.

Минэнерго при Николае Шульгинове занимает жесткую позицию по отношению к добыче энергетического угля. Для сравнения, курирующий вице-премьер Александр Новак заявлял в конце года, что речь может идти о постепенном закрытии только 23 шахт, лицензии которых не будут продлены после их истечения.



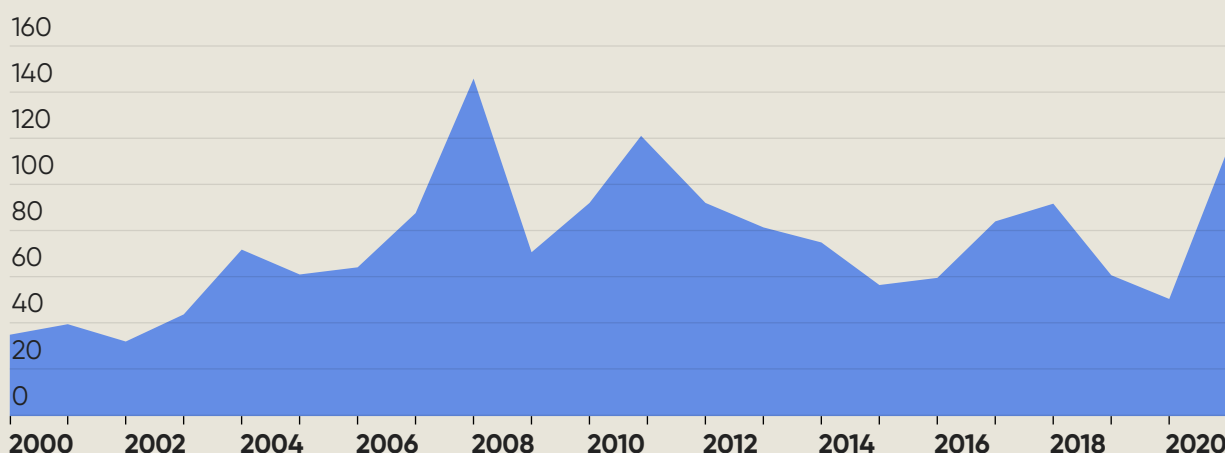
**Почему это важно.** Поэтапное ужесточение регулирования и принуждение к закрытию наиболее опасных шахт по добыче энергетического угля, на наш взгляд, выглядит неизбежным – это общемировой тренд (резкое сокращение уже произошло в Европе, США, а в последние годы темпы роста подземной добычи замедлились и в Китае). Однако темпы этого процесса в России, а также его масштаб могут быть различными в зависимости от подхода российского правительства.



**Заккрытие шахт: за и против.** Мы можем выделить несколько факторов, которые могут повлиять на итоговое решение по постепенному закрытию угольных шахт: вследствие геологических особенностей добычи невозможно гарантировать отсутствие крупных аварий в шахтах даже при соблюдении правил и крупных инвестициях в системы безопасности подземная добыча угля более затратна, и как в мире, так и в России общий рост добычи происходит исключительно за счет месторождений открытой разработки основные шахты по добыче энергетического угля сосредоточены в Кузбассе, и транспортировка этого угля на экспорт (4 тыс. км) субсидируется РЖД за счет других видов грузов, в том числе за счет более дорогого коксующегося угля. Энергетический уголь шахтной добычи занимает на восточном направлении экспорта место более рентабельных марок угля, что вынуждает правительство вкладывать сотни миллиардов рублей в год в расширение БАМа и Транссиба. Закрытие хотя бы части шахт Кузбасса высвободит возможности инфраструктуры, улучшит структуру доходов РЖД и угольных компаний восточной Сибири и Дальнего Востока («Эльгауголь», «Колмар», «Коулстар», СУЭК), а также сэкономит значимые средства бюджета энергетический уголь, по всем прогнозам, станет первой жертвой энергоперехода, поскольку при его сжигании выбрасывается больше всего CO<sub>2</sub>, при этом как источник электроэнергии его относительно легко заменить. Ускоренное сворачивание именно шахтной добычи энергетического угля позволит России показать прогресс на пути к сокращению выбросов CO<sub>2</sub> наименее затратным способом. Аргументы против закрытия подземной добычи энергетического угля могут быть следующими: текущие экспортные цены на энергетический уголь высоки и позволяют производителям получать маржу в среднем до \$20 с тонны. Закрытие шахт сократит эти доходы, а также платежи в региональные бюджеты по налогу на прибыль высокая концентрация шахт в Кузбассе означает, что в этом регионе, где угледобыча является основой экономики, может вырасти безработица, что чревато социальными проблемами.

**Оценка Центра РЭ.** В обозримом будущем закрытие как минимум части угольных шахт неизбежно как по соображениям безопасности, так и для сохранения климата. Этот шаг будет менее болезненным, если сделать его в обстановке высоких цен на энергетический уголь. Во-первых, для крупных компаний будет сглажен эффект от временного падения производства. Во-вторых, государство может предоставить субсидии для купирования потенциальных социальных проблем, собрав необходимые для этого средства с самих угольщиков через повышение НДС на энергетический уголь (этот вопрос обсуждался в правительстве в 2021 году и по-прежнему актуален). Обе эти опции уже через 1–2 года могут стать менее доступными, поскольку рынок угля цикличен, а на цены дополнительно будет давить ужесточение климатического регулирования.

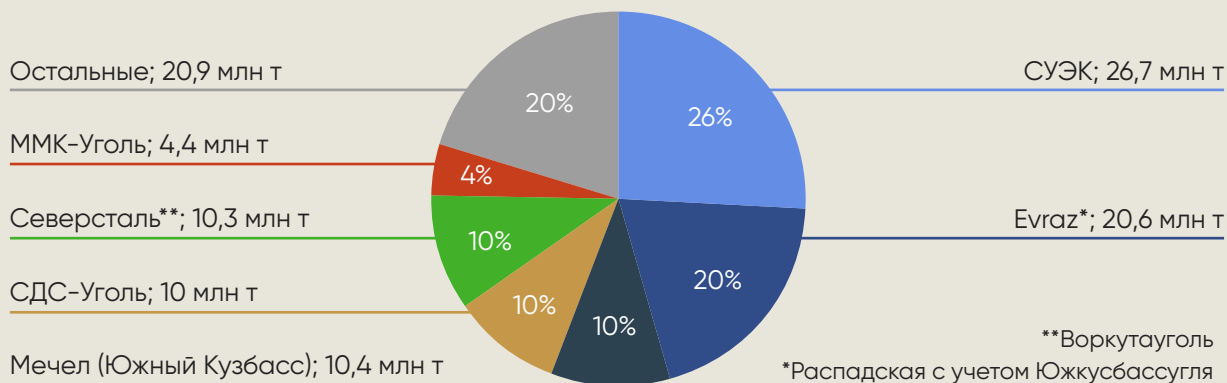
### Цены на энергетический уголь в Северо-Западной Европе CIF ARA, 6000 ккал, \$ за тонну



**Кто пострадает.** Почти половина подземной добычи угля в РФ принадлежит крупным металлургическим компаниям. Хотя добываемый там коксующийся уголь значительно дороже, чем энергетический, металлурги стремятся избавиться от угольных активов, поскольку с 2026 года подпадают под углеродный налог ЕС. Так, Evraz уже объявил о намерении выделить «Распадскую» в отдельный бизнес, продав ее акционерам Evraz с тем, чтобы вклад угольного сегмента не учитывался в статистике выбросов металлургической компании. А 2 декабря 2021 года «Северсталь» объявила о продаже «Воркутаугля» корпорации АЕОН Романа Троценко за 15 млрд руб. Судя по заявлениям менеджмента «Северстали», сделка готовилась еще до аварии на «Листвяжной».

Причем именно в металлургическом сегменте компании не только прямо заинтересованы в постепенном отказе от угля, но и имеют технологически приемлемую альтернативу – водород.

### Половина подземной добычи приходится на металлургические компании, еще четверть – на СУЭК



Потенциально в наиболее уязвимом положении оказывается СУЭК, который является крупнейшим производителем энергетического угля шахтной добычи, а также ряд мелких компаний Кузбасса.

## Событие месяца: «Роснефть» не согласна с ростом цен на электроэнергию

**О чем речь.** Глава «Роснефти» Игорь Сечин запустил в правительстве обсуждение реформы рынка электроэнергии. Как пишет «Коммерсантъ», «Роснефть» считает избыточным рост цен на электроэнергию в последние годы и предлагает ряд механизмов по их снижению.

В первую очередь, речь идет об отказе от новых надбавок к цене на мощность (именно они обеспечили основную долю роста одноставочной цены в последние годы). Во-вторых, предлагается ввести дифференциацию оплаты мощности в зависимости от загрузки станции, чтобы исключить ситуации, когда плату получает блок с крайне низким коэффициентом использования установленной мощности (порой 1-2% в среднем за год). В-третьих, предложено продавать электроэнергию АЭС на рынке на сутки вперед по фиксированным тарифам – сейчас она продается по более высокой цене, которая формируется тепловыми блоками, поскольку АЭС работают в режиме ценопринимания.



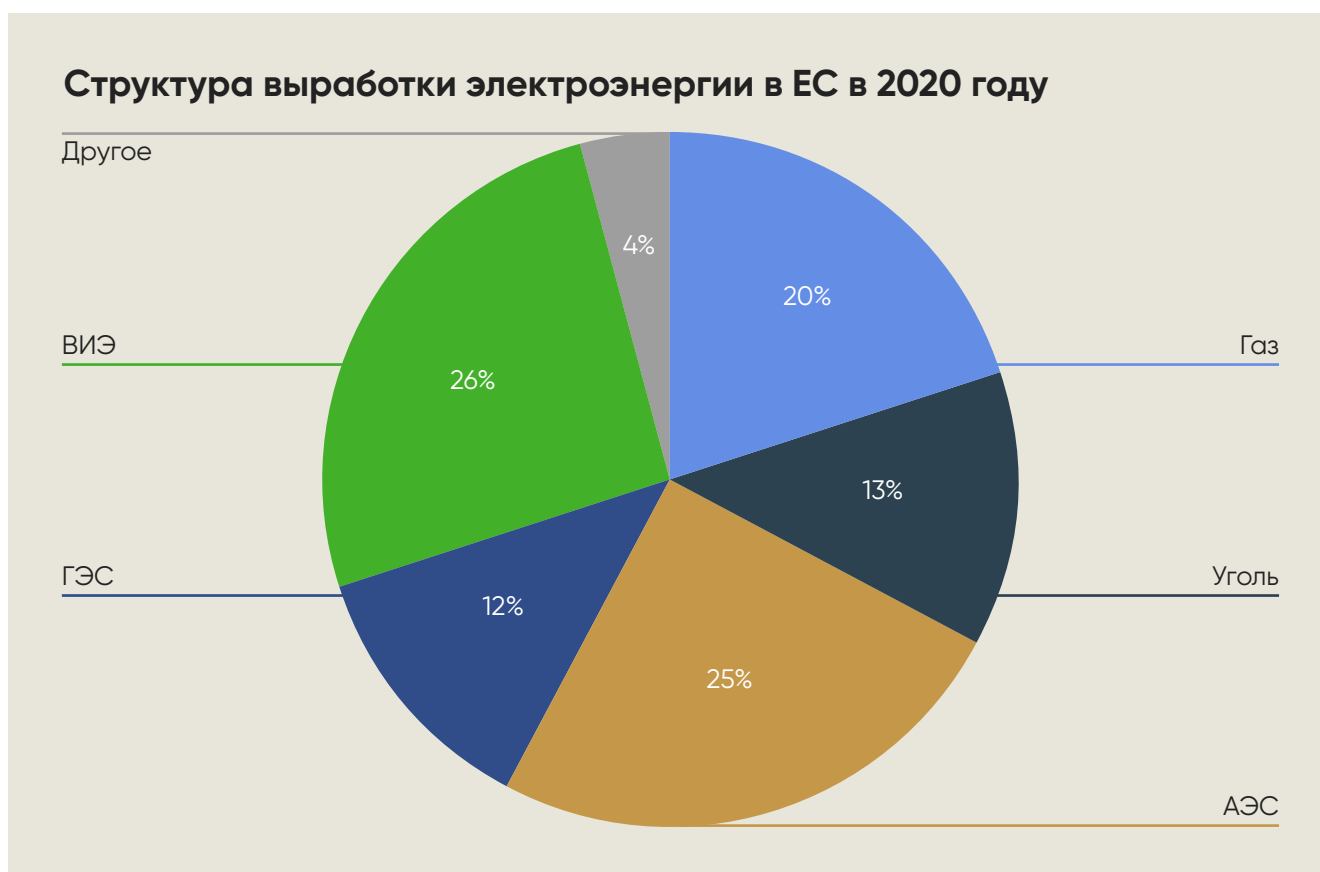
**Реакция.** Инициатива Игоря Сечина вызвала возражения у генераторов электроэнергии и Минэнерго. Мы в Центре РЭ считаем маловероятным ее реализацию в той части, которая касается уже принятых правительством решений по оплате мощности новых блоков – ведь механизм договоров на поставку мощности (ДПМ) с момента реформы РАО ЕЭС был краеугольным камнем современного устройства российского энергорынка. Однако мы также полагаем, что позиция «Роснефти» выверена, не может быть проигнорирована и окажет влияние на появление новых надбавок на мощность.

**Последствия.** В первую очередь, это ставит под вопрос такие дорогостоящие проекты, как новые мусоросжигающие заводы «Ростеха». Также под вопросом оказывается продление механизма ДПМ для возобновляемых источников энергии за пределами уже одобренной программы до 2035 года. Наконец, под ударом могут оказаться ДПМ для новых атомных блоков, хотя «Росатом» несколько защищает необходимость выполнять поручение президента РФ о росте доли атомной генерации в России с нынешних 20% до 25%. Обратим внимание, что все эти проекты имеют прямое отношение к снижению выбросов CO<sub>2</sub>.

На наш взгляд, растущее сопротивление крупнейших потребителей энергии может запустить масштабную дискуссию о том, должен ли весь рынок платить за снижение выбросов CO<sub>2</sub>, или же более высокая стоимость низкоуглеродной энергии должна быть переложена, в первую очередь, на плечи компаний, которым такая энергия необходима. Например, в свете введения углеродного налога в ЕС экспортерам металлов может стать выгодно покупать энергию по прямым договорам дороже общерыночных цен, если эта энергия будет безуглеродной.

## Регулирование: ЕС спорит о том, какие источники энергии являются зелеными

**О чем речь.** Весь январь европейские политики, бизнес и общественность обсуждали поправки в регулирование (Delegated Regulation 2021/2139), которое устанавливает критерии того, какая экономическая активность в сфере энергетики признается снижающей риски изменения климата (т.н. зеленая таксономия ЕС). В изначальной версии, одобренной Еврокомиссией в октябре 2021 года, таким критериям соответствовали солнечная, ветровая и геотермальная энергетика, а также гидроэлектростанции. Однако 31 декабря 2021 года Еврокомиссия предложила причислить к зеленым источникам энергии также атомные станции и электростанции на природном газе, что является принципиально важным изменением прежних трактовок.



**Почему это важно.** Хотя в данном случае речь идет о техническом документе, он имеет огромное значение. Согласно принятому в ЕС в 2020 году регулированию (Regulation 2020/852), с 2023 года все европейские компании и финансовые институты обязаны отчитываться о том, какая доля их производственной деятельности (выручки, операционных и капитальных расходов) и инвестиций приходится на активность, увеличивающую или снижающую риски изменения климата. Все виды активности перечислены в зеленой таксономии ЕС.

Например, если нефтяная компания получает 90% своей выручки от продажи нефти, и только 1% – от ветряной энергетики, она будет обязана ежегодно сообщать о динамике этого соотношения и стремится снизить долю нежелательной активности и увеличить долю желательной. Впрочем, пока не предусмотрено наказания в случае, если доля «зеленой» активности не растет.

Поскольку подобные требования распространяются также на банки и инвестфонды, на практике это должно привести к кардинальному перераспределению финансовых инвестиций в пользу зеленого сектора. По оценкам Еврокомиссии, речь идет о суммах в 500 млрд евро ежегодно. Зеленая экономика, как ожидается, будет получать финансирование по более низким ставкам, что сделает проекты в ее рамках более выгодными. Более того, крупные инвестфонды, вероятнее всего, установят целевые параметры инвестиций таким образом, чтобы ограничить или полностью исключить вложения в активы с высоким углеродным следом.

Внедрение зеленой таксономии, вероятно, будет иметь трансграничное значение. Следует ожидать принятия сходного регулирования и в США. Внедрение подобного подхода приведет к тому, что целые сектора экономики, такие как добыча угля и нефти, могут со временем стать по умолчанию непривлекательными для инвестиций вне зависимости от динамики цен на сырье и сильные финансовых показателей отдельных компаний внутри данных секторов. С другой стороны, «зеленые» сектора могут пользоваться спросом у инвесторов даже несмотря на слабые финансовые показатели.

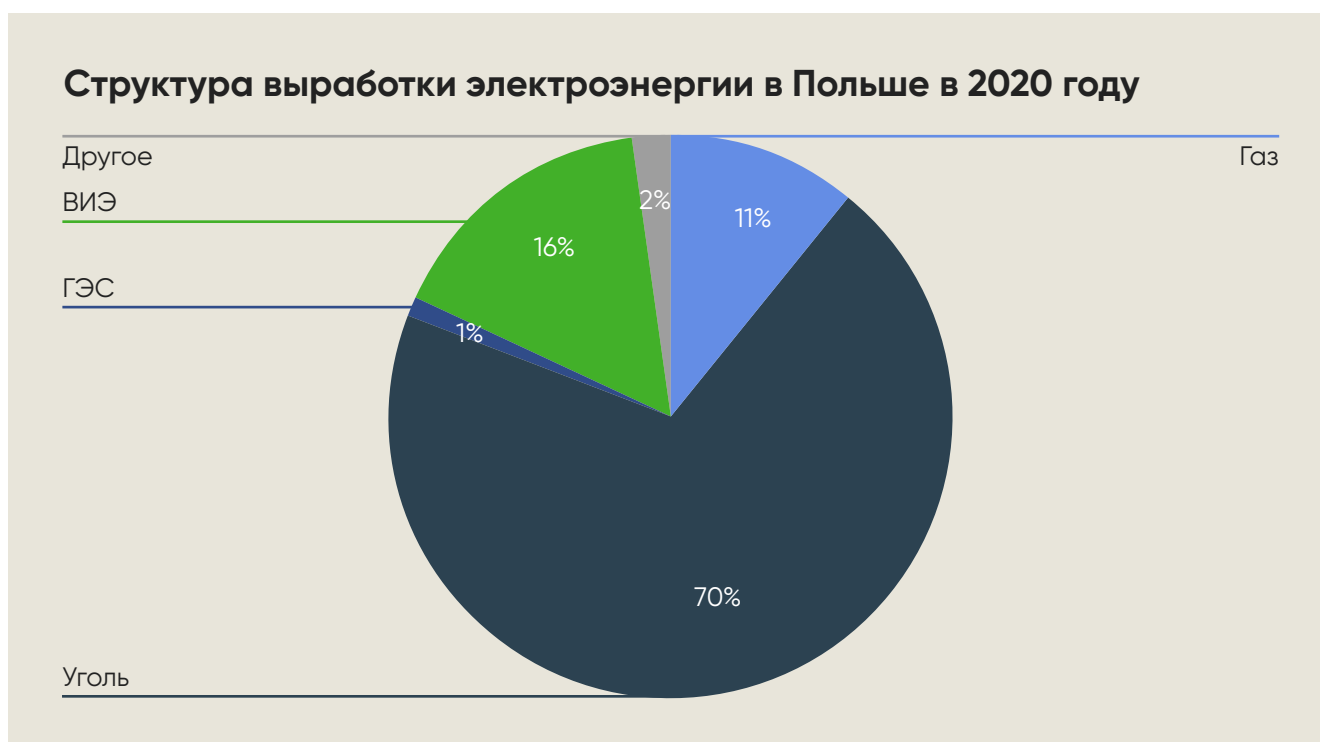
**Какую энергию ЕС может признать зеленой.** В новой версии регулирования в сфере энергетики Еврокомиссия предложила четыре новых категории активности, которая будет признана зеленой. Среди них: существующие энергоблоки АЭС, разрешение о продлении эксплуатации которых принято до 2040 года. Такие блоки обязаны иметь систему хранения долгоживущих радиоактивных отходов новые энергоблоки АЭС, которые получают разрешение на строительство до 2045 года новые энергоблоки на газе в том случае, если удельные выбросы CO<sub>2</sub> не превышают 100 грамм на киловатт/час выработанной энергии. На практике столь низких показателей выбросов можно достичь, только если частично улавливать CO<sub>2</sub> или сжигать смесь метана и водорода новые энергоблоки на газе с удельными выбросами в 270 грамм на киловатт/час установленной мощности (это соответствует параметрам современных газовых ТЭС).

В последнем случае есть целый ряд ограничений: решение о строительстве подобных блоков должно быть принято не позднее конца 2030 года, они должны заменять собой более грязную угольную или мазутную генерацию (с превышением мощности заменяемых блоков не более чем на 15%). Также новые газовые блоки должны иметь техническую возможность

использовать не менее 30% зеленых или низкоуглеродных газов (т.е. водорода) к 2026 году, не менее 55% – к 2030 году, и 100% – к концу 2035 года.

**Ход процесса.** 22 января истек срок публичного обсуждения предложенного регулирования, и Еврокомиссия направила его в Европарламент и Совет ЕС по т.н. «ускоренной» процедуре. Им потребуется от четырех до шести месяцев для рассмотрения документа, после чего он будет поставлен на голосование и вступит в силу.

Инициатива Еврокомиссии была атакована с разных сторон – климатические активисты и фракция «Зеленых» в Европарламенте были особенно недовольны включением газа в состав зеленых источников энергии, тогда как Германия и Австрия – признанием роли АЭС, от которых эти страны как раз избавились. Тем не менее, шансы заблокировать документ невелики: в Европарламенте для этого нужно простое большинство в 353 голоса, и его вряд ли удастся набрать без поддержки крупнейшей фракции – правоцентристской Европейской народной партии (177 голосов), которая не заняла определенной позиции.



С политической точки зрения предложенный Еврокомиссией вариант является продуктом союза Франции и Польши. Франция получает более 70% энергии от АЭС, и ей крайне важно сохранить эту отрасль, чтобы избежать резкого роста цен на электроэнергию в случае необходимости их закрытия. Польша значимо зависит от угля, и ей необходимо строить как атомные, так и газовые блоки, чтобы заменить ими угольные ТЭС.

Германия явно недовольна тем, что ее программа закрытия АЭС, завершаемая в 2022 году, теперь выглядит абсолютно экономически бессмысленной – стране, видимо, придется



импортировать электроэнергию из Франции. Однако для Германии крайне важно добиться сохранения роли газовой генерации для работы в пики потребления, без чего уже во многом построенная в стране энергоинфраструктура ВИЭ не сможет нормально функционировать.

**Последствия для российского бизнеса.** Поскольку срок жизни энергоблоков АЭС – не менее 50 лет, а блоков ТЭС – не менее 25 лет, предложенное регулирование может надолго, в теории до конца века, закрепить за атомной энергией и газом долю в энергобалансе ЕС. Хотя Еврокомиссия настаивает на том, чтобы все новые газовые ТЭС могли работать на водороде, они смогут работать и на природном газе в случае, если водород будет недоступен или слишком дорог. Наконец, происхождение водорода не оговорено, то есть это может быть и водород, произведенный из природного газа.

Это в определенной степени гарантирует сохранение в Европе рынка природного газа, как минимум, до 2050 года, хотя размер этого рынка может измениться относительно текущих значений. Таким образом, начатые даже сейчас проекты «Газпрома» и НОВАТЭКа по экспорту газа, нацеленные на европейский рынок, имеют возможность окупиться. Также создаются технологические предпосылки к тому, что природный газ в ЕС будет постепенно вытесняться водородом, и российские газовые компании могут выйти и на этот рынок.

Полноценный разворот Европы обратно к строительству АЭС создает возможности для «Росатома». В настоящий момент западные компании утратили многие компетенции по созданию новых станций: как американская Westinghouse, так и французская Edf уже более 10 лет не вводили новых реакторов. Но по политическим причинам «Росатому» будет сложно получить новые заказы на строительство в Европе. Тем не менее, «Росатом» может предложить крайне востребованные услуги по переработке отработанного ядерного топлива европейских атомных станций в MOX-топливо, а также по поставке им свежего ядерного топлива. Этот сегмент бизнеса может быть более рентабелен, чем сама по себе постройка АЭС.

