СКОЛКОВО
Московская школа управления

РЭШ
Российская экономическая школа

Sk Сколково

Генеральный спонсор

НОВАТЭК

При организационной поддержке

FIRSTIMAGINE!

СБОРНИК ЛЕКЦИЙ ЛЕТНЕЙ ШКОЛЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ЦЕНТРА БИЗНЕС-ШКОЛЫ СКОЛКОВО 2017

Июнь 2018

Редактор

Злата Сергеева

Младший аналитик,
Центр энергетики
Московской школы управления СКОЛКОВО

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие 4

День 1 5

Вводная лекция: история и тренды мировой энергетики, развитие межтопливной конкуренции во всех секторах (Митрова Т.А.)....5

Энергетический комплекс России (Макаров А.А.)....24

История мировой и российской нефтяной промышленности (Грушевенко Е.В.) 47

История мировой и российской газовой промышленности (Самсонов Р.О.) 67

Угольная отрасль (Перцовский О.Е.)....78

День 2....92

Добыча нефти, нефтепереработка и нефтегазохимия (Гайда И.В.)....92

Мировые рынки нефти (Дребенцов В.В.)....142

Добыча и транспортировка газа (Самсонов Р.О.)....173

Мировые рынки газа (Ермаков В.В.) 201

День 3....224

Электроэнергетика России: состояние рынка, реформа (Баркин О.Г.) 224

Электрические сети и системы, прогнозирование и обоснование развития (Хабачев Л.Д.) 239

Тепловая генерация, теплоснабжение, когенерация (Тазин С.А.) 264

Современная гидроэнергетика (Тягунов М.Г.)....291

Управление традиционными электроэнергетическими системами (Опадчий Ф.Ю.)....321

День 4....348

ВИЭ (Сидорович В.А.) 348

Атомная энергетика (Рачков В.И.)....379

Системы хранения электроэнергии (Хохлов А.А.) 399

Водородная энергетика (Чугунов Д.А.) 426

День 5....457

Климатическое регулирование (Юлкин М.А.) 457

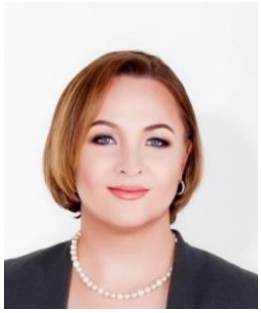
Энергоэффективность (Перцовский О.Е.) 491

О развитии электроэнергетики, изменениях, которые происходят прямо сейчас, тенденциях и о том, что ждет отрасль, которая является одной из определяющих, в будущем, а значит, и всех нас (Старченко А.Г.) 510

Технологии энергетики будущего (Чаусов И.С.) 532

СТРАНИЦА ДЛЯ ЗАМЕТОК....571

Предисловие



Татьяна Митрова,

Директор Центра энергетики
Московской школы управления СКОЛКОВО

Дорогие друзья!

Это не обычный учебник - мы подготовили для вас сборник лекций ведущих российских специалистов в области энергетики, выступивших в 2017 году на первой Энергетической летней школе СКОЛКОВО.

Главная задача Летней школы - сделать знания об энергетике доступными максимально широкому кругу интересующихся, поэтому и сама Летняя школа была открытой и бесплатной, и все ее материалы (**видеолекции** и этот сборник) с согласия спикеров мы выкладываем в открытом доступе.

Отдельно хотели бы ещё раз поблагодарить наших замечательных лекторов за прекрасные выступления и бескорыстную поддержку этого популяризаторского проекта, а также ПАО «Новатек», которое выступило его спонсором.

Обращаем ваше внимание, что сборник составлен на базе аудиозаписей лекций, поэтому сохраняет разговорный стиль.

Желаем вам интересного и полезного чтения и ждем на следующих Летних школах!

День 1

Вводная лекция: история и тренды мировой энергетики, развитие межтопливной конкуренции во всех секторах

Татьяна Алексеевна Митрова,
Директор Энергетического центра бизнес- школы СКОЛКОВО

Сегодня я буду рассказывать вам про глобальные тренды, про развитие мировой энергетической системы в самом базовом виде – то, что находится до ещё азов. Я уверена: большую часть из того, что я буду говорить, вы и так уже знаете, так что эта лекция будет без откровений.

Итак, начнем с истории. Любой предмет хорошо изучать с истории, чтобы понять, как он возник, как сформировался. Давайте сразу определим предмет наших обсуждений, потому что все эти 5 дней мы будем говорить только об **антропогенной энергетике** – это *охватывающая всю населенную территорию планеты совокупность средств преобразований энергии в формы, полезные для человеческой жизнедеятельности*.

Это принципиальный момент. Есть космическая энергия, она нам пока никаким образом не подвластна и никак в наших энергобалансах не учитывается, потому что мы не умеем ее трансформировать в формы, полезные для нашей жизнедеятельности. Определение довольно прагматичное – то, что мы умеем для себя **использовать**, относится к антропогенной энергетике, все остальное оставляем за бортом, несмотря на то, что там потенциал гораздо больше, чем потенциал всего того, что мы научились применять себе на пользу.

Развитие антропогенной энергетики имеет древнейшие корни. Можно сколько угодно спорить о том, когда появился первый человек – 400 тыс. лет назад или 30 тыс. лет назад, но важно, что уже в период палеолита все раскопки показывают, что человек первобытный помимо собственной мускульной силы (2000 калорий, которые он съедал и, как мог, использовал), научился использовать биомассу. Это была солома, кизяки, тростники, древесина – все, что он мог найти для того, чтобы организовать для себя низкотемпературные процессы, т.е., по-простому, разводить огонь.

Это овладение огнем позволило человеку **совершить эволюционный скачок**. Это был действительно рубеж, потому что огонь обеспечивал защиту от животных. Именно в тот момент люди смогли селиться в пещерах, так как до этого животные их из пещер выгоняли. Как только человек поселился в пещере с костром, – и это подтверждают многочисленные раскопки – он смог там существовать и никого не пускать, потому что все звери боятся огня. Кроме того, за счет огня человек **обеспечил себе тепло**. Вы помните, что это был период сильного изменения климата: то есть были похолодания, оттепели, постоянно меняющийся температурный фон. Соответственно, возможность обеспечить для

себя комфортную температуру резко повышала шансы на выживание. Огонь также давал **возможность приготовления пищи**. Поджаренное мясо усваивалось гораздо лучше и, опять же, повышало выживаемость. Помимо этого, овладение низкотемпературными процессами давало **возможность изготовления орудий –** все орудия, которые использовались до железного и медного века, прокаливали на огне, тем самым придавая им особую твердость. Копья и все прочее, что вы видели в археологических музеях, все было обработано огнём.

Сначала это была история только про то, как **хранить и поддерживать** огонь. И действительно, раскопки показывают горшки, в которых первобытные люди носили огонь с собой. Главный прорыв произошел тогда, когда человек научился огонь **добывать**, понял принцип, как его обуздать – и, пожалуй, эта энергетическая революция была самой значимой за всю историю человечества. Все, о чем мы будем говорить дальше, уже вторично на фоне вот этого прорыва, когда человек стал человеком.

Следующий этап - около 10 тыс. назад (варьируется по регионам мира) - **неолит**. Это тот период, когда человек от охоты и собирательства перешел к **скотоводству** и **приручает** животных. Скотоводство и земледелие осознанное, когда нужно не просто собрать плоды, а их **вырастить**, резко увеличило энергообеспеченность. Потому что к мускульной силе человека добавилась **мускульная сила быков** и прочих животных. А у них это уже порядка 20 тысяч калорий. Соответственно, тот факт, что с их помощью можно сдвинуть, вспахать, перевезти - резко повышал уровень жизни самих людей.

Рисунок 1.1.1. Неолит, медный век

После неолита наступает **медный век** – это 3– 4 тыс. лет до н.э. Это период освоения **плавки** меди, золота и серебра. В первую очередь, это Египет, Месопотамия, это все древние цивилизации, о которых мы столько читали. Вот уже орудия, предметы, которые они изготавливали, – это золотые украшения, медный топор, медные наконечники (см. Рисунок 1.1.1). Тут же, на самом деле,

произошел огромный **прорыв в военной мощи,** потому что те, у кого было такое оружие, начали завоевывать тех, у кого такого оружия не было. Начали создаваться великие империи, начался передел территорий.

Затем последовал **бронзовый век**, который сопровождался самым быстрым периодом расширением ареала, где жил человек разумный. Человек резко смог увеличить зону своего комфортного проживания, потому что с наличием бронзовых плугов земледелие стало куда более надежным. Усовершенствовались системы ирригации, появился **парус** – и это тоже был огромный прорыв. Если до этого любое перемещение по воде было на гребных лодках, т.е. использовало мускульную силу людей, то здесь **добавилась сила ветра**, и это заметно увеличило те дистанции, на которые они смогли передвигаться. Еще один важный прорыв - **приручение лошади** – произошел около 3 тыс. лет до н.э. Лошадь – это, естественно, и перевозки, и конная армия. В общем, это совсем другой способ организации всех военных операций.

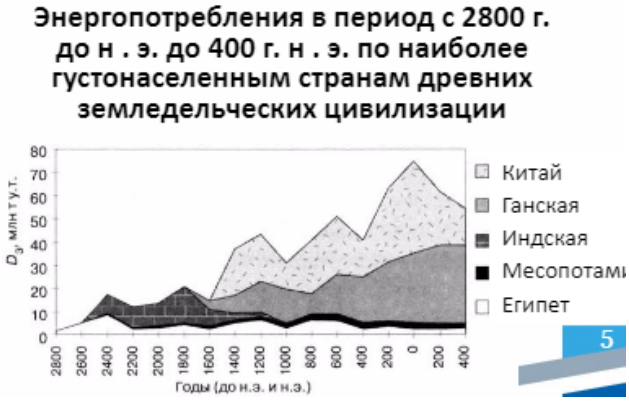
Рисунок 1.1.2. Бронзовый и железный века

Далее, можно сказать, совсем недавно, с 1000 лет до н.э. до 100-го года до н.э. был **железный век**. Этот тот период, когда человек научился **повышать температуру контролируемых процессов до 1540 градусов**. Вы понимаете, что обычной соломой или кизяками такой температуры не добиться. Это предполагало уже **использование древесного угля**. Люди научились из дерева изготавливать древесный уголь, а потом с его помощью уже повышать температуру, чтобы заняться изготовлением **чугуна, стали**, которые опять же резко повысили боевую мощь во всех армиях за счет железных, кованых доспехов. Одновременно железо радикально увеличило **эффективность земледелия**. И еще одно изобретение того периода – **водоподъёмное колесо для ирригации** – позволило прокормить на одной территории гораздо большее количество людей, живших в засушливых и требующих водоснабжения регионах.

Интересный факт: на Рисунке 1.1.3 показано, как росла энергообеспеченность человека, потребление энергии древними цивилизациями в разные века. Рост энергообеспеченности давал обществу возможность иметь много людей, не занятых в сельском хозяйстве - иметь армию. В определённые периоды в Египте чуть ли не каждый третий взрослый мужчина был в армии – соответственно все эти захваты и экспансии возможно были только при условии, что в тылу кто-то малыми силами на сельском хозяйстве может обеспечить пропитание всех этих воинов, а также, напомню, строительство всех восхищающих нас чудес света. Какие энергозатраты, какие ресурсы, в первую очередь человеческие, потребовались, чтобы построить пирамиды!

Рисунок 1.1.3. Использование энергии в древних цивилизациях

- Сельскохозяйственное производство - обработка земли , выращивание зерновых и других культур , сооружение ирригационных систем , их ремонт и т. д.
- Строительство жилья и надворных построек
- Обеспечение жилья топливом для обогрева и приготовления пищи
- Содержание домашних животных - скотоводство
- Добыча металла для изготовления орудий труда, украшений, оружия и т. д.
- Изготовление керамики как предметов домашнего обихода и изделий искусства.



Возможность снимать с одного-двух гектаров 3-4 урожая в год позволяла **создавать большие централизованные государства**, памятники архитектуры, завоевывать в меру возможностей мировое пространство и так далее. По сути дела, вся та цивилизация, искусство, культура, наука, которыми мы восхищаемся, возникли от того, что у них была возможность не думать только о хлебе насущном.

Для чего же использовали энергию древние цивилизации? В первую очередь - на сельхозпроизводство, строительство жилья и надворных построек. А для этого что нужно было сделать? Обжечь кирпичи, т.е. это тоже тепловые процессы, для них нужна энергия. На обеспечение жилья топливом для обогрева и приготовления пищи, содержание домашних животных – для того, чтобы их прокормить, надо было вырастить соответствующее количество травы и обработать много почвы. И, опять же, это все циклы энергозатрат. Добыча метала и обработка его для изготовления орудий труда, украшений, оружий и остального. Изготовление керамики как предметов домашнего обихода и искусства. Достаточно разнообразные процессы использования

энергии: с тех пор их количество, конечно, увеличилось, но не радикально. На Рисунке 1.1.3 представлено энергопотребление в период с 2800 года до н.э. до 400 года до н.э. по основным, наиболее густонаселенным странам древних земледельческих цивилизаций – это Египет, Месопотамия, которая пришла в упадок к 1000 году до н.э. Самые внушительные – это андская, инкская цивилизации и Китай – вот где во всю шло развитие экономики, новых технологий.

Позже пришли варвары, и все эти цивилизации рухнули. Был достаточно длинный период, который вообще никакого точного названия не имеет, пока в 5 веке не началось мрачное средневековье. Оно все-таки внесло свой вклад в развитии антропогенной энергетики и в первую очередь это связано с разного рода мельницами: ветряными и водяными.

Рисунок 1.1.4. Главное энергетическое оборудование в средние века

Первая известная ветряная мельница была построена в Англии в 1180 году. Средняя мощность мельниц была невелика – всего 5-10 лошадиных сил, но это уже позволяло выживать в зоне рискованного земледелия (вся северная Европа, Англия) и более или менее надежно обеспечивать себя энергией, так что возобновляемые источники – ветер и вода – использовались человечеством издревле.

Вы видите, что раньше на овладение каждым новым источником уходило по несколько тысяч лет. Чаще всего это становилось либо сакральным, либо очень узкоспециализированым знанием, которое передавалось у ремесленников от отца к сыну и никоим образом не разглашалось, было ограничено запретами. Но в последние столетия эта система начала резко ускоряться. Та скорость технологических инноваций, с которой мы сталкиваемся, всем предыдущим поколениям непонятна, потому что в то время инновации происходили очень медленно.

В конце 18-го – первой половине 19 века, произошла **первая технологическая революция** – абсолютный взрыв всей старой системы (Рисунок 1.1.5). Основана она была, во-первых, на инновациях в производстве чугуна, на появлении паровых

двигателей, т.е. на использовании угля, и на бурном развитии текстильной промышленности. Это, с точки зрения энергетики, привело к масштабному замещению использования дров и мускульной силы животных углем, вернее, работающими на этом угле паровыми машинами. Нельзя сказать, что это происходило просто. У людей это вызывало большое противодействие, озабоченность и стремление оставить все как есть. Но тот рост производительности труда, который обеспечили технологии, перекрывал все, так что остановить прогресс не удалось.

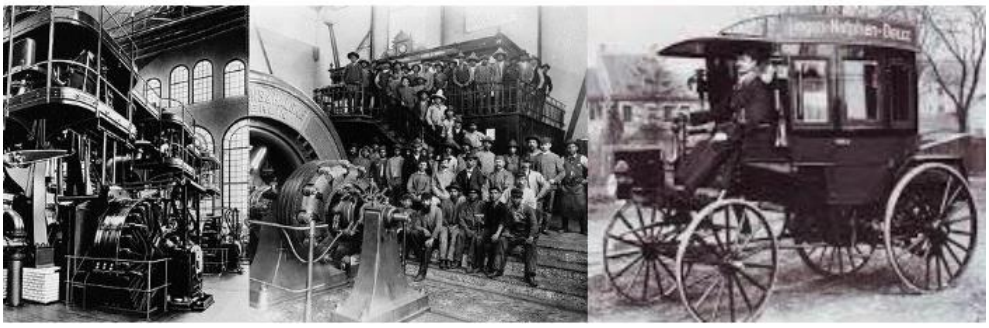
Рисунок 1.1.5. Первая промышленная революция

Первая технологическая революция (конец 18 – первая половина 19 века) основанная на инновациях в производстве чугуна, паровых двигателях и развитии текстильной промышленности, привела к масштабному замещению дров и мускульной силы животных углем и работающими на нем паровыми машинами

С 1870-80 годов последовала **вторая промышленная революция**. Она была основана уже не на производстве чугуна, а на освоении высококачественной стали (появились материалы, которых до этого в принципе в природе не существовало), на распространении железных дорог, на электрификации, на производстве различных химикатов.

Рисунок 1.1.6. Вторая промышленная революция

Вторая технологическая революция (1880 – 1920 гг.) основанная на базе производства высококачественной стали, распространении железных дорог, электричества и химикатов, привела к началу электрификации и использования ДВС



С точки зрения энергетики это был тот период, когда появились два новых источника –электроэнергия и использование органического топлива в двигателях внутреннего сгорания. Вот они, первые электростанции, автомобили на двигателе внутреннего сгорания. Причем скорость распространения –с конца 19-го века буквально пара 10-летий, за которые инновации захлестнули, по крайней мере, весь капиталистический мир. Западная Европа, США – там их продвижение было стремительным.

Что в результате? По мере того, как росла энергообеспеченность людей, начался очень быстрый рост их численности: стала уменьшаться смертность, стал увеличиваться уровень жизни, доступность базовых ресурсов – таких, как еда, вода, т.е. то, без чего прожить невозможно. Спустя 1500 лет после Рождества Христова численность населения планеты составляла всего 230-440 млн. человек. Сейчас 440 млн. человек – это только население США. Стремительный рост до 7 млрд., и мы ожидаем достичь порядка 9 млрд. к 2040 году – совершенно потрясающее расширение обитаемой зоны того пространства, которое захватывает человек (Рисунок 1.1.7).

Рисунок 1.1.7. Рост численности населения

Население мира к 2040 году вырастет почти на 2 млрд, в основном за счет развивающихся стран, из них почти 1 млрд составит прирост в Африке

Естественно, драйвером развития энергетики было желание и потребность всех этих людей обеспечить себя дополнительной энергией. Как это сделать? Как вы видите, на помощь приходят технологии. Причем, надо сказать, каждый раз, как начинает казаться, что следующий энергоресурс близок к исчерпанию и на всех не хватит, человеческий гений непременно придумывает что-нибудь новенькое – посмотрите на Рисунок 1.1.8.

Если использование древесины, простейшая механизация процессов происходили крайне медленно – даже не веками, а тысячелетиями, то уже с 1860 г. с появлением парового двигателя и развитием добычи угля для того, чтобы как-то обеспечивать топливом эти паровые двигатели, развитие энергетического хозяйства, всей энергосистемы пошло нарастающими темпами.

Рисунок 1.1.8. История технологических революций и прорывов

Источник: Прогноз-2016 ИНЭИ РАН-АЦ

Начало 20-го века – появляются двигатели внутреннего сгорания и возникает электроэнергетика как сектор. Естественно, чтобы обеспечить эти двигатели и эти первые электростанции, началась коммерческая добыча нефти и газа, производство электродвигателей, паровых турбин. Возникла целая система. И дальше вы видите: по мере роста энергопотребления, для того, чтобы обеспечивать этот лавинообразный спрос на энергию, стали появляться все новые технологии. В последние 150 лет достаточно регулярно происходят **технологические прорывы** – *это появление технологий, позволяющих на уже существующем энергоресурсе увеличивать эффективность его производства или использования*. Например, была просто нефть, научились добывать сланцевую нефть, резко увеличилась доступность этого ресурса, снизились затраты его производства. Но нефть, она все равно нефть, а не какой-то другой источник энергии – вот это мы называем технологическими прорывами. Куда реже происходят **технологические революции** – *это такой прорыв в технологиях, который создает абсолютно новый источник энергии, новые энергетические рынки, которых не было прежде* – например, освоение электроэнергии.

Технологических прорывов, дающих инкрементальные усовершенствования, но без прорывов, без чего-то невероятного – довольно много. Как пример: за последние 20 лет эффективность двигателей внутреннего сгорания повысилась на 30%. Казалось бы, 30% вроде немного. А если вы подумаете с точки зрения потребления нефти, что это означает, что в среднем каждая используемая в мире машина теперь потребляет на 30% меньше бензина или дизеля, чем 20 лет назад. И в этом смысле эволюция временами может казаться не менее впечатляющей, чем революция.

Стоит помнить, что в принципе количество энергоресурсов, доступных для использования в антропогенной энергетике, колоссально. На Рисунке 1.1.9 хорошо видно на самом верху годовое

мировое энергопотребление населения. Если сравнить это с объемами доступной нам энергии: нефти и газа, и угля, и урана, и солнечной энергии – становится понятно, что потенциал еще использован на самую малую долю. Другое дело, что мы не умеем пока многое из этого эффективно использовать. Но мы учимся, мы совершенствуемся, так что в принципе ресурсообеспеченность у человечества достаточно хорошая. Условно, в ближайшие 50 лет мы можем совершенно спокойно продолжать наращивать энергопотребление, другое дело, что здесь вступают в действие вопросы устойчивого развития, вопросы экологии, вопросы того, как мы этим всем будем управлять. Это важный ограничивающий фактор, который может достаточно сильно изменить систему, но в принципе, доступных энергоресурсов более чем достаточно.

Рисунок 1.1.9. Соотношение потенциально доступных энергетических ресурсов

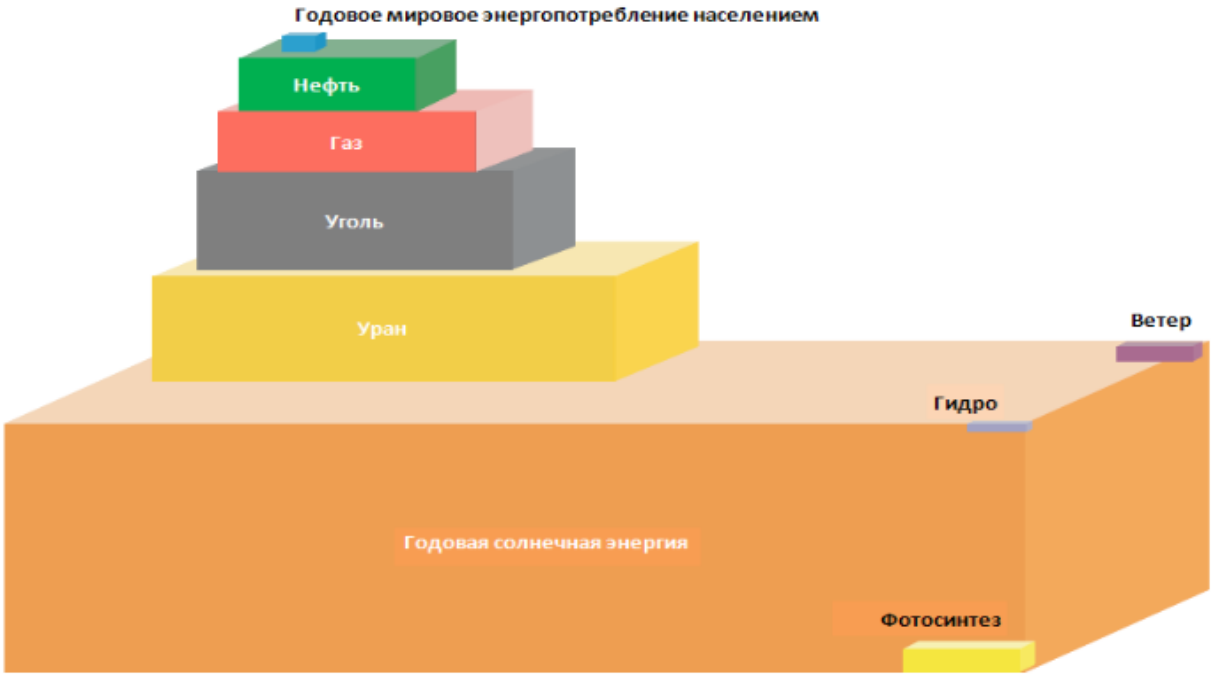


Рисунок 1.1.10. Ресурсы органического топлива и ядерного горючего, млрд т н.э.

Энергоресурсы	Нефть и конден-сат	Природ-ный газ	Газо-вые гид-раты	Уголь	Итого органическое топливо	Уран и др.	Реакторы-размно-жители	Всего
Извлеченные	146	66		159	371	27		398
Доказанные	150	141		606	897	57	3390	4344
Возможные	145	279		2800	3224	203	12150	15577
Итого традиционные*	441	486	0	3565	4494	287	1540	20319
Использовано, %	33	14		4	8	9		2
Нетрадиционные**	525	850	18650		20025	150	8900	29075
Всего ресурсы	966	1336	18650	3565	24519	437	4440	49396
Использовано, %	15	5		4	2	6		1

На Рисунке 1.1.10 показаны мировые ресурсы, но только органическое топливо и ядерное, т.е. здесь нет возобновляемых источников – из этой таблицы видно, что пока мы использовали всего 1% ресурсов.

Теперь кратко о том, как вообще рассматривается сама энергетическая система. С одной стороны, мы уже перечислили энергоресурсы, источники энергии. Что тут у нас есть? Уголь, с которого вся промышленная революция начиналась, много видов нефти, много видов природного газа, биомасса - древнейшая древесина, солома, тростник - и самая современная биомасса, перебродившая, насыщенная разными бактериями, атомная энергия, энергия ветра, энергия солнца и геотермальная энергия.

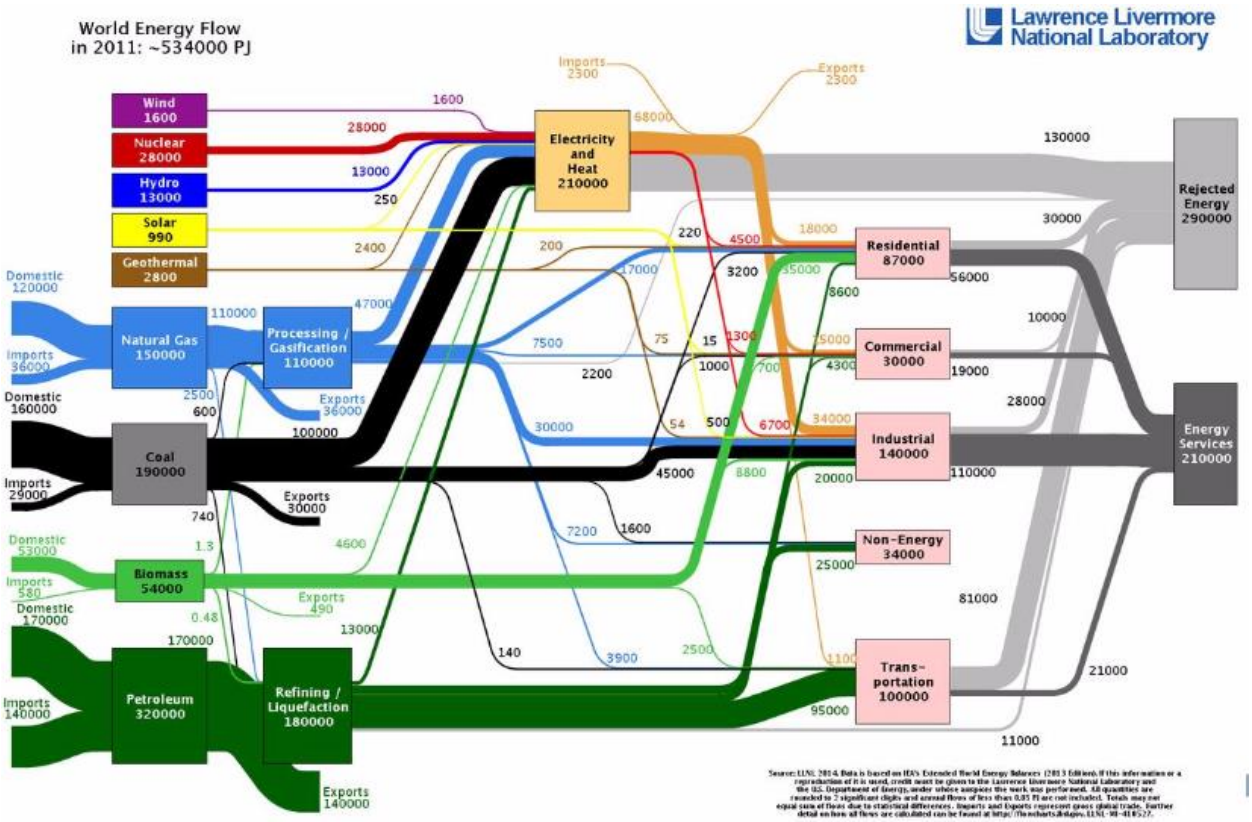
С другой стороны, где оно все используется? Сектора потребления, которые обычно описываются во всех энергетических балансах, во всех энергетических системах, следующие: **транспорт** – все, что связанно с перемещениями; **бытовой сектор** – для энергообеспечения жизни людей; **коммерческий сектор** – коммерческие предприятия разного масштаба, обычно не очень большого; **промышленность** – разные промышленные процессы, они обычно крупнее, чем коммерческий сектор; **неэнергетический сектор** – где энергоресурсы используются в качестве сырья, например, для производства удобрений или для таких производств, где нефть не сжигают, а делают из нее продукты нефтехимии.

Рисунок 1.1.11. Источники энергии и сектора ее потребления

Источники энергии	Сектора потребления
Уголь	Транспорт
Нефть	Бытовой
Природный газ	Коммерческий
Биомасса	Промышленный
Атомная энергия	Не-энергетический (сырье)
Энергия ветра	
Гидроэнергия	
Энергия солнца	
Геотермальная энергия	

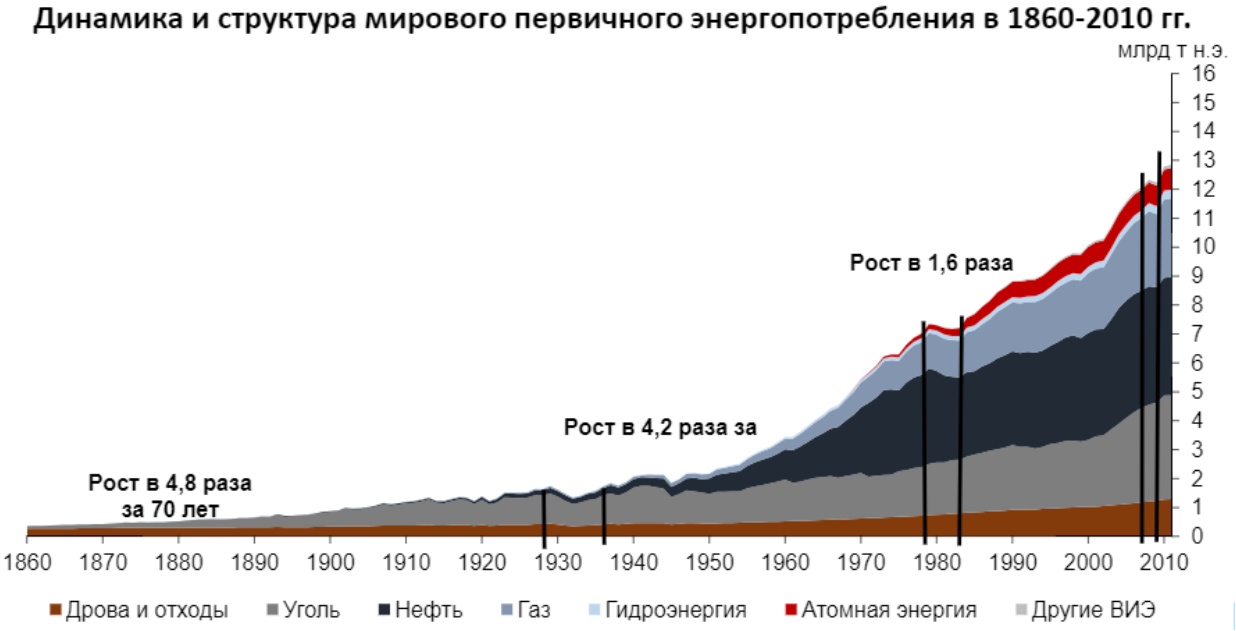
Рисунок 1.1.12 – классический способ показать структуру энергетического сектора, потоки внутри энергетики от источников. Слева – источники энергии. Дальше показано, как идет их преобразование, как эти потоки приходят к разным секторам: транспорт, промышленность, коммерческий, бытовой. Особо прошу обратить внимание на верхнее серое поле – видите, какие толстые потоки уходят туда? Это то, что мы не потребляем, теряем в процессе работы всей этой энергетической системы. Сами видите, потери колоссальные.

Рисунок 1.1.12. Источники и сектора потребления энергии



Давайте теперь посмотрим, как мировая энергетическая система развивается в динамике. График на Рисунке 1.1.13 показывает изменение объемов и структуры энергопотребления с 1860 по 2010 годы.

Рисунок 1.1.13. Динамика и структура мирового первичного энергопотребления



Каждый следующий этап укорачивается, рост ускоряется. Что интересно: если посмотреть на структуру, на то, какие именно энергоресурсы используются, то начинается все с дров. 1860 год – это полное доминирование биомассы и самое начало промышленной революции, начало использования угля. Вы видите, как уголь быстро занимает позиции, при этом дрова никуда не исчезают. Вот тут очень интересная вещь – говорят, что уголь вытеснил дрова. Да, он вытеснил дрова с точки зрения занимаемой доли. **Уголь не вытеснил дрова с точки зрения абсолютных объемов потребления**.

Если посмотреть на всю историю мировой энергетики, то знаете, когда человечество употребляло больше всего некоммерческой биомассы (дрова, растения, все что удалось собрать, то что не продается)? Период максимального потребления – сейчас. При том что мы все уже цивилизованные и не живем в деревнях, но просто нас очень много, и пока большие районы остаются без коммерческого энергоснабжения – Южная Африка, Юго-Восточная Азия и так далее. В них живет так много людей, что все вместе они собирают гораздо больше биомассы, чем все человечество, вместе взятое, где-нибудь в 3 веке до Рождества Христова. Появления новых ресурсов и то, как они захватывают рынки, идет волнами. Пошла волна угля, а потом где-то с начала 1950-х пошла волна нефти, потом газовая волна. Сейчас достаточно быстро идут возобновляемые источники, но при этом все остальные энергоресурсы в абсолютных объёмах не сокращаются, потому что нам каждый год нужно все больше и больше энергии – население растет. Что интересно, если посмотрите на структуру энергопотребления 2010 года, то увидите, что постепенно система выравнивает доли различных энергоресурсов – нет такого, чтобы один захватил рынок и начал доминировать и всех остальных выдавливать. Это совершенно логично: свойство любой системы - стремиться к устойчивости, а устойчивость достигается за счет диверсификации. И если мы посмотрим прогнозы, то практически все компании и международные организации сходятся в том, что к 2040– 2050 году доли между нефтью, газом, углем, и нетопливными источниками (атом, возобновляемые источники энергии) постепенно выровняются и получится достаточно устойчивая система.

На Рисунке 1.1.14 показано, на что мы используем энергию – не по секторам потребления, а на какие процессы. У первобытного человека главный процесс – это низкотемпературный, чтобы обеспечить себе охрану, защиту и приготовление пищи. У нас они тоже присутствуют: пар и горячая вода: пар – для отопления, горячая вода – для мытья. Гораздо меньше объем той энергии, которая идет на высокотемпературные процессы, к примеру, плавка, обжиг и т.д.

Силовые процессы – то, что заставляет двигаться автомобиль и любой другой механизм. Как вы видите, пока процент полезной энергии, которую мы можем использовать, остается очень низким – всего 38%. Даже если внутри этой системы мы научимся использоваться хотя бы 50%, это уже будет колоссальный прорыв для человечества.

Рисунок 1.1.14. Схема потоков преобразования энергии

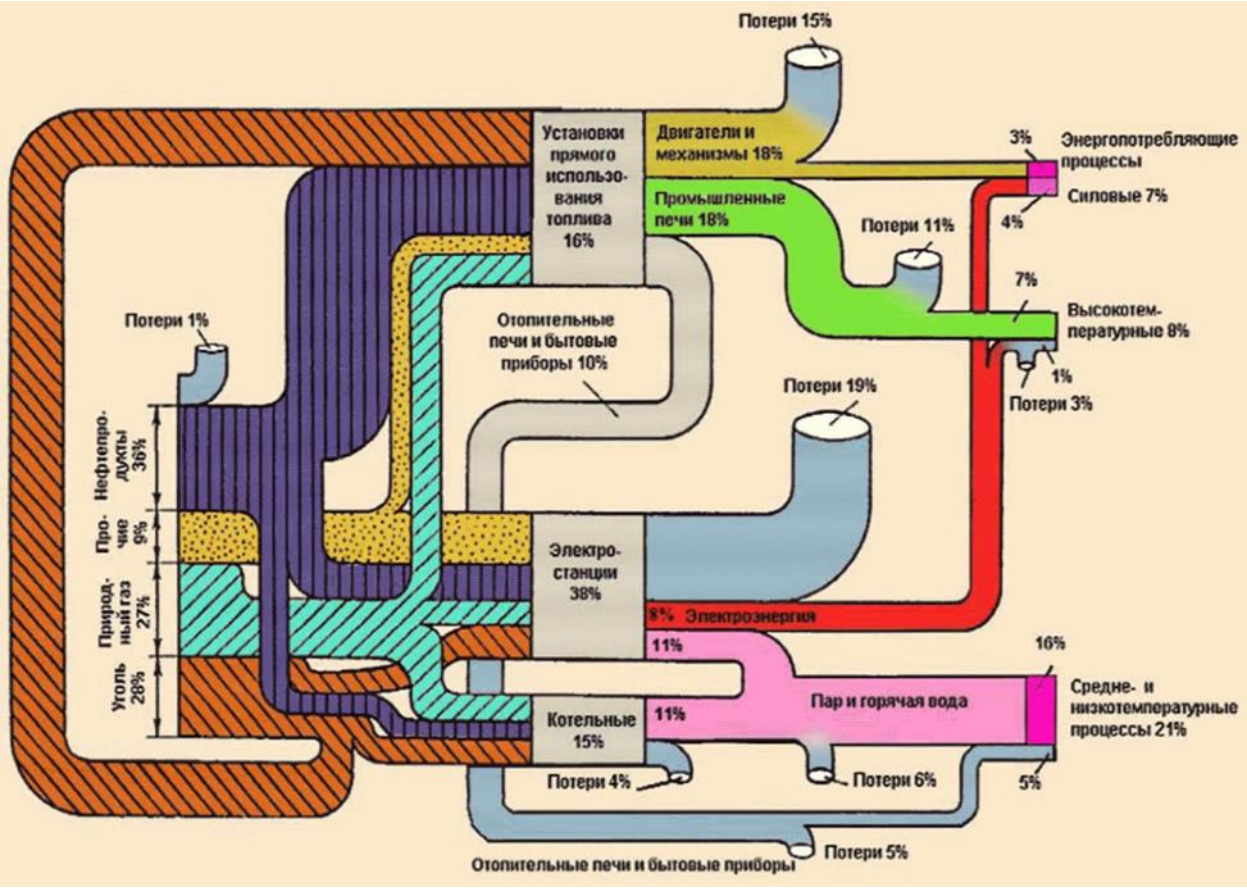
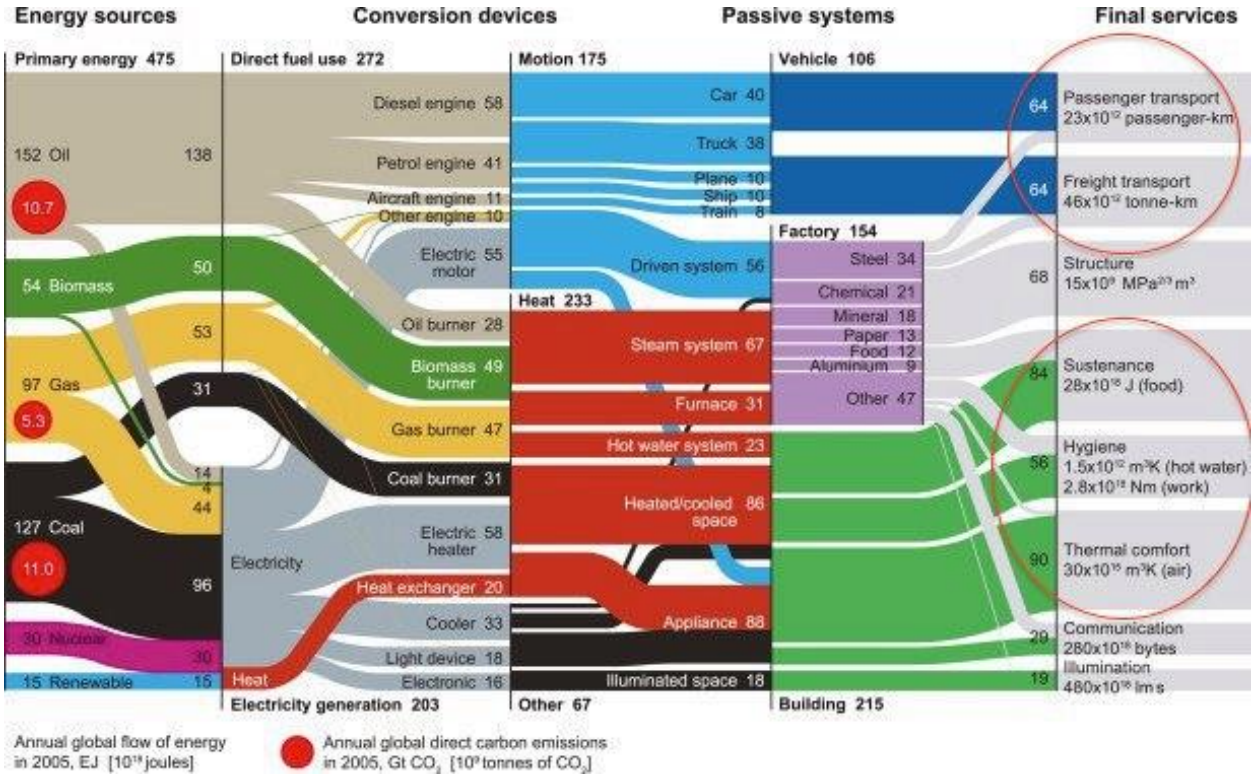


Рисунок 1.1.15. Основные направления использования энергии



Самое интересное – большая часть энергии, которую мы потребляем, уходит для того чтобы поддерживать температурный комфорт, для обеспечения гигиены, горячей воды, для обеспечения пищи (Рисунок 1.1.15). В этом аспекте мы недалеко ушли от первобытного человека. Но еще один кусок, которого у первобытных не было, а у нас занимает главное место – транспорт и все, что связанно с перемещениями. Это треть всей энергии, которую мы используем. А коммуникация, освещение – то, что нам кажется основными признаками цивилизации, оно на самом деле пока составляет относительно небольшую долю.

Теперь давайте поговорим о том, как эта система формируется. Как выбрать те энергоресурсы и технологии, которые больше всего мне, как потребителю, подходят? Почему в этой стране одна структура энергобаланса, а в другой иная? Почему принимают такие решения, а не другие? В энергетике всегда много политики, в решении государств относительно топливной корзины тоже есть приоритеты – например, хотят они в первую очередь развивать атомную или возобновляемую энергетику. Но подавляющая часть решений принимается на основе межтопливной конкуренции - когда просто смотрят на то, что дешевле и эффективнее построить. Во всех секторах - в транспорте, в промышленности, в электроэнергетике, в коммерческом и бытовом секторе наблюдается одна и та же картина – повсюду **увеличивается зона межтопливной** конкуренции. По мере того, как совершенствуются технологии, как в оборот вводятся новые энергоресурсы, которые до этого не использовались, растет конкуренция.

Транспортный сектор в этом плане очень показателен (Рисунок 1.1.16). Последние 100 лет в нем доминировала нефть. Но постепенно другие энергоресурсы отбирают куски этого рынка, у потребителя появляется выбор: бензиновый двигатель он будет покупать или гибридный, или электромобиль. Аналогичная ситуация наблюдается и в других секторах (Рисунки 1.1.17, 1.1.18) - в течение последних 150 лет с момента второй промышленной революции межтопливная конкуренция становится более напряженной во всех секторах.

Рисунок 1.1.16. Межтопливная конкуренция в транспортном секторе

Рисунок 1.1.17. Межтопливная конкуренция в промышленном секторе

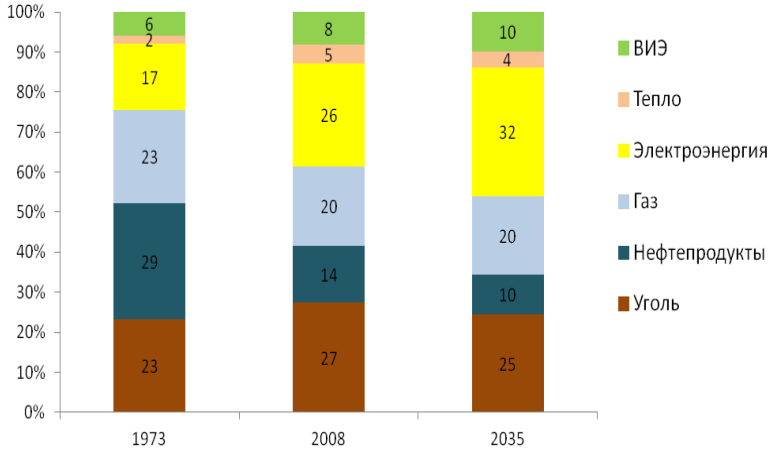
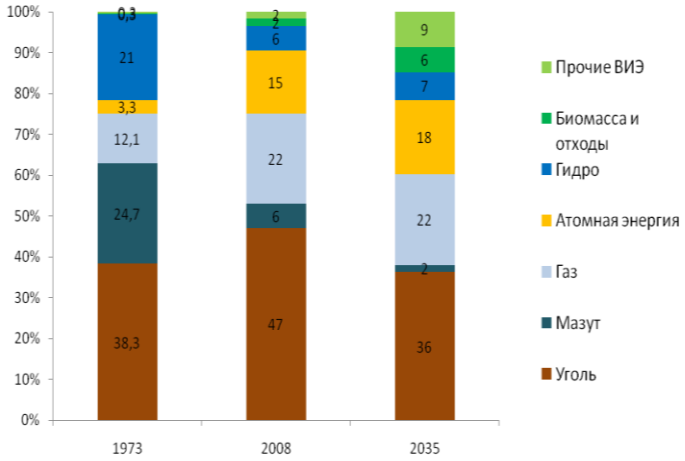


Рисунок 1.1.18. Межтопливная конкуренция в секторе электроэнергетики



Еще интересная вещь, которая сейчас происходит, и беспрецедентная во всей истории человечества – это изменение трендов в энергопотреблении. Помните, как устойчиво росло энергопотребление человека от палеолита к железному веку? Даже в последние годы с 1960 по 2013 г. в целом по миру оно росло, каждое последующее поколение повышало свою энергообеспеченность. При этом параллельно наблюдается другой процесс – снижение энергоемкости ВВП. На каждые дополнительно произведенные 1000 долл. ВВП тратится меньше энергии.

Что же изменилось сейчас? Впервые в истории на фоне экономического роста душевое энергопотребление по отдельным группам стран стало снижаться – см. Рисунок 1.1.20. Это происходит именно благодаря технологиям, а не потому, что люди отказывают себе в чем-то. Они учатся обеспечивать высокий уровень жизни с меньшим расходом энергии – пока лишь развитые страны.

Рисунок 1.1.19. Рост душевого энергопотребления на фоне снижения энергоемкости ВВП

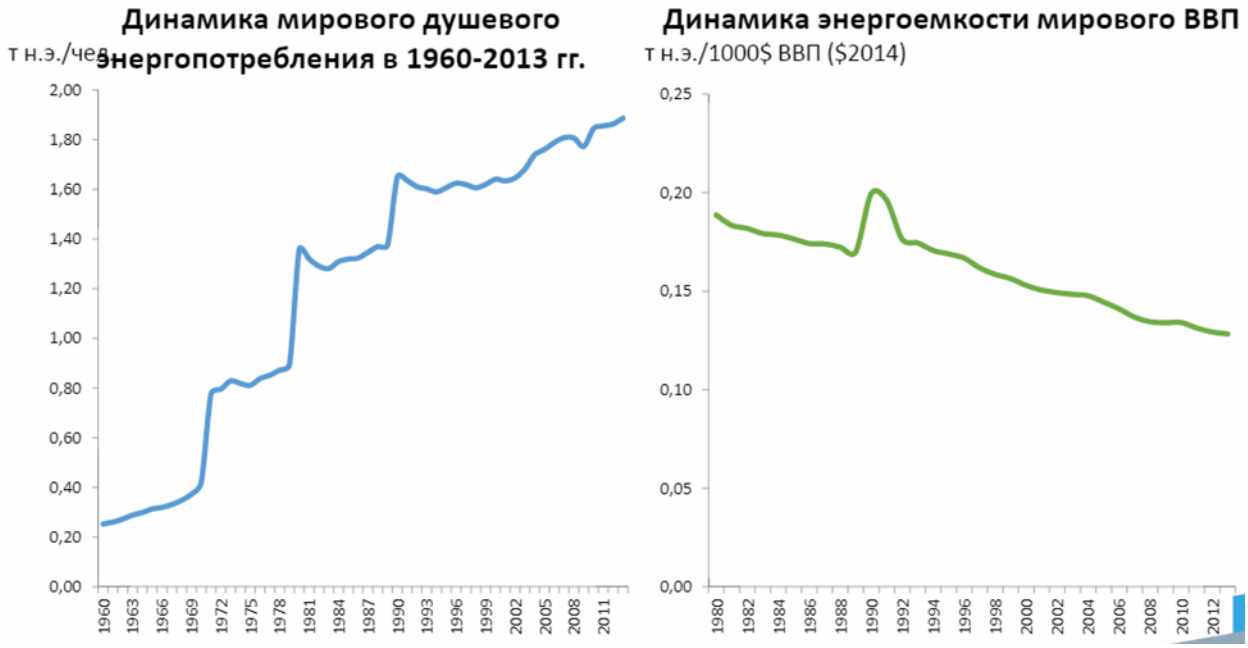
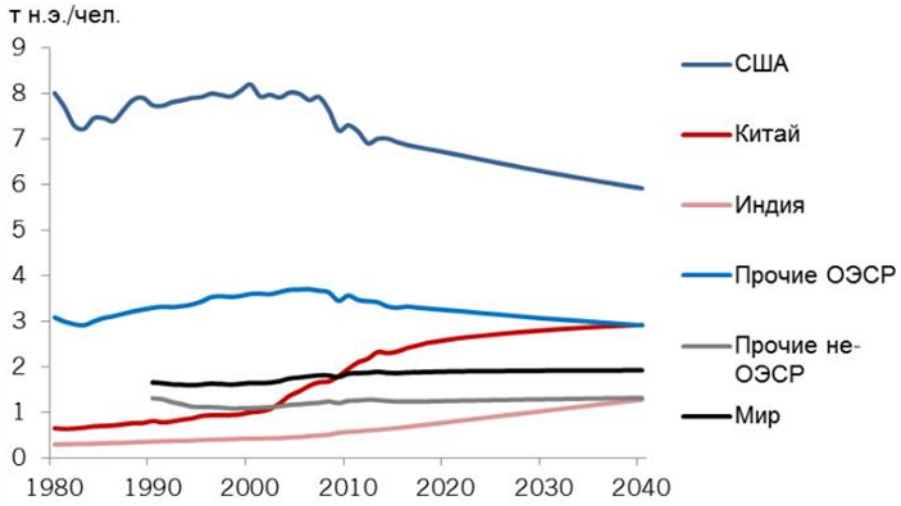
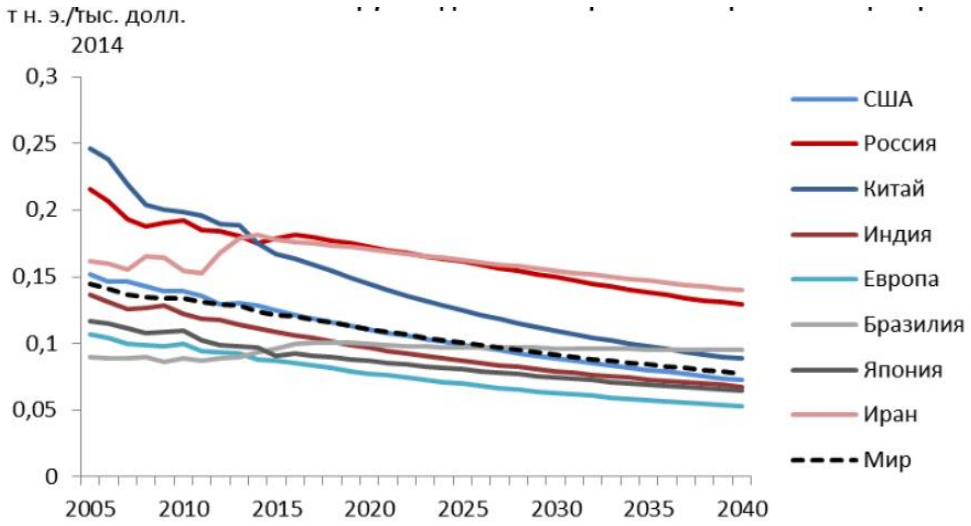


Рисунок 1.1.20. Душевое энергопотребление по миру и группам стран



И если, по всем прогнозам, у Китая и Индии до 2040-го года предполагается рост душевого энергопотребления, то развитые страны уже отчётливо его снижают, причем на фоне продолжающегося снижения энергоемкости ВВП - это общий тренд для всех стран, который виден на Рисунке 1.1.21. Глобализация содействует унификации используемых технологий и сходимости уровней энергоемкости экономик. Однако скорость этого снижения будет зависеть от многих факторов: изменения продуктовой и отраслевой структуры ВВП, возможности трансфера энергосберегающих технологий и наличие инвестиционных ресурсов для их имплементации и т.д.

Рисунок 1.1.21. Энергоемкость ВВП по миру и отдельным странам



В результате получается, что отдельные страны **уже прошли пики своего энергопотребления**, что показано на Рисунке 1.1.22. У них уже не растет население, у некоторых даже снижается. У них очень большой прогресс в энергоэффективности и в результате по отдельным видам топлива – например, по углю – большая часть Европы пик своего потребления прошла. Даже Япония и США пик энергопотребления уже прошли. Мир вступает в новый этап развития энергетики, когда после многих десятилетий непрерывного роста энергопотребления, в наиболее развитых странах экономический рост впервые оторвался от роста потребления энергии.

Рисунок 1.1.22. Пики энергопотребления

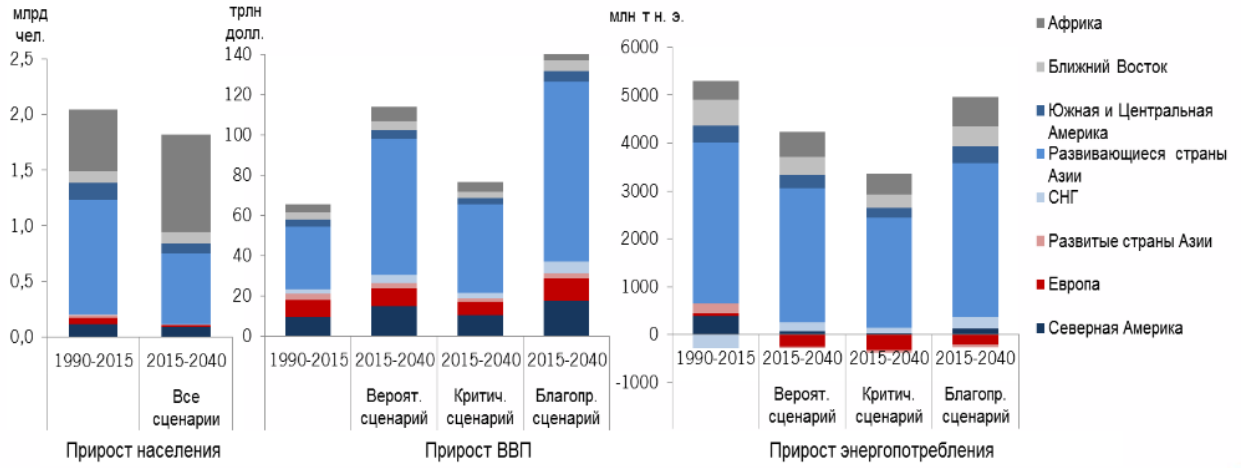
	Пик потребления угля	Пик потребления нефти	Пик энерго-потребления	Пик электро-потребления
Северная Америка				
США				
Ю. и Ц. Америка				
Европа				
Великобритания				
Германия				
Франция				
Италия				
СНГ				
Развитые страны Азии				
Австралия				
Япония				
Развивающиеся страны Азии				
Китай				
Индия				
Ближний Восток				
Африка				

Условные обозначения:

Пик не будет пройден до 2040 г.	Пик будет пройден до 2040 г.	Пик пройден до 2015 г.	Пик пройден до 1990 г.

Меняется сам тренд развития энергетики, и это фундаментальный сдвиг, который участникам рынка было тяжело осознать, что отчасти является причиной того, почему сейчас рынки переживает такую турбулентность. Никто не думал, что это произойдёт так быстро. В результате мир раскалывается на две большие группы — развитые страны, входящие в ОЭСР (Организацию экономического сотрудничества и развития) и страны, которые не входят в нее. В настоящее время прирост населения практически сосредоточен в развивающихся странах, а в развитых странах население почти не растет (Рисунок 1.1.23). Прирост ВВП в основном тоже в развивающихся странах. У развитых – 1,5-2% ВВП в год, у развивающихся – 5-10%.

Рисунок 1.1.23. Приросты мирового населения, ВВП и энергопотребления



Прирост в энергопотреблении, который ожидается, и тот, который происходил уже в 1990-2015 г., шел за счет развивающихся стран – см. Рисунок 1.1.24. Они становятся основными драйверами мирового спроса на энергию, они начинают определять всю структуру мирового энергобаланса и потоков энергоресурсов, международную торговлю – в этом крупный сдвиг. В ближайшие 20 лет наиболее быстро будет расти энергопотребление в развивающихся странах Азии и в Африке. Лидерами по абсолютному росту энергопотребления станут Индия и Китай: на них придется более половины мирового прироста.

Еще один тренд, который четко просматривается в последние 50 лет, а последние 20 лет он усиливается, – это то, что большинство потребителей предпочитают переходить на электроэнергию. Если посмотреть по секторам, то это электрификация транспорта, электрификация процессов в промышленности, бытовых процессов. Как пользователям, нам удобнее переходить на электроэнергию. Этот тренд наблюдается во всех странах без исключения – и в развитых, и в развивающихся. Более того, ожидается, что в перспективе он сохранится, то есть проникновение электроэнергии во все сектора и вытеснение прямого использования топлива электроэнергией будет происходить повсеместно.

Рисунок 1.1.24. Потребление первичной энергии по регионам мира

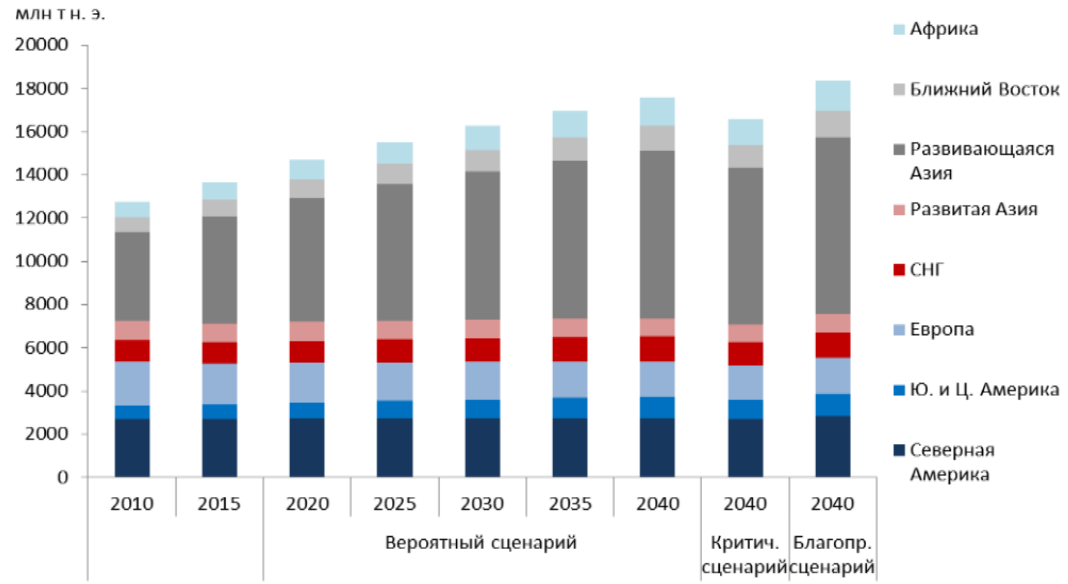
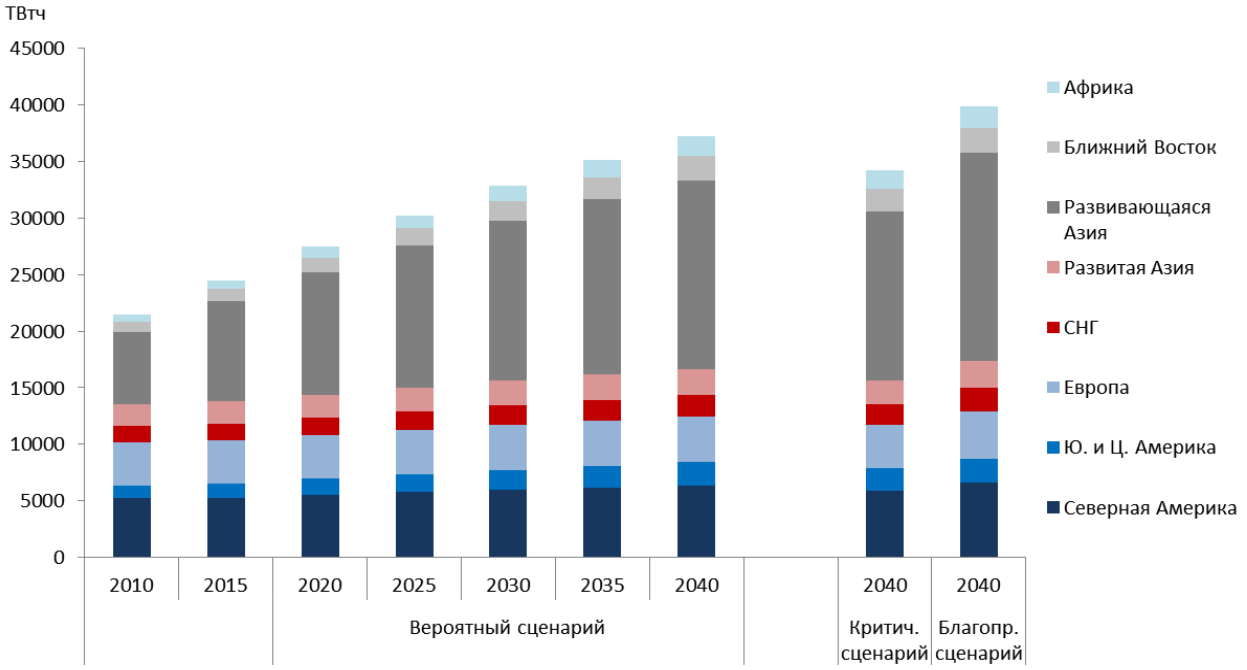


Рисунок 1.1.25. Прогноз потребления электроэнергии по регионам мира



Я рассказала вам о самых базовых трендах. Мне бы хотелось, чтобы менее очевидные тренды вы для себя вынесли в процессе обсуждения и во время следующих лекций. Каждый из лекторов скажет про какой-то тренд. Постарайтесь для себя его определить и сформулировать. Это будет одно из ваших заданий. ●

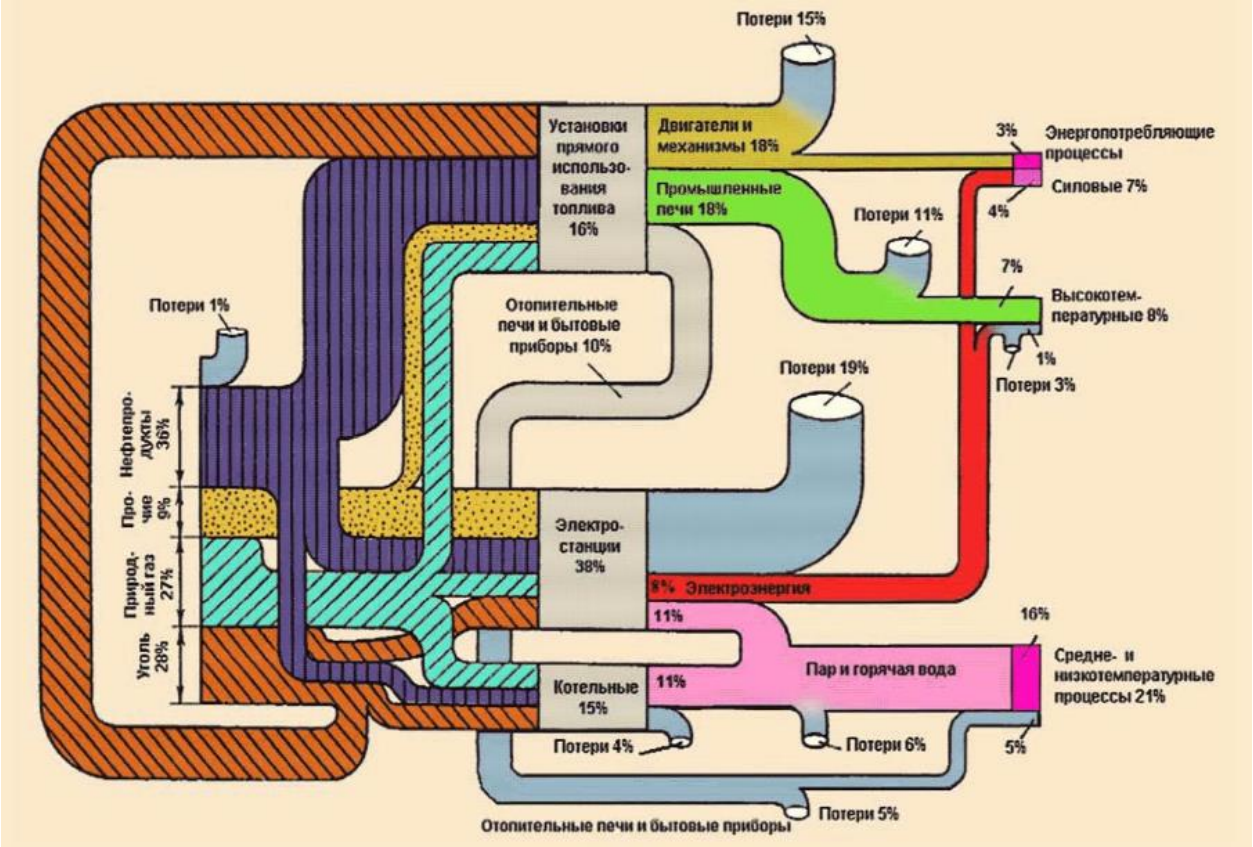
Энергетический комплекс России

ак. Алексей Александрович Макаров,
Научный руководитель Института энергетических исследований РАН

Задача этой лекции – укрупнённо охарактеризовать состояние и перспективы развития той части антропогенной энергетики, которую составляет энергетический комплекс России, и подходы к управлению его развитием как сложной иерархией систем.

1. **Структура энергетики**. На Рисунке 1.2.1 в самом общем виде показана последовательность (без многочисленных обратных связей) и пропорции энергетических трансформаций в энергетике России, которая впервые была разработана в 1960-е годы родоначальником школы системных исследований энергетики (не только в СССР, но и в мире) академиком Л. А. Мелентьевым и затем периодически обновлялась и трансформировалась.

Рисунок 1.2.1. Схема и пропорции основных потоков преобразования энергии



Исходной стадией энергетической цепи является **производство** *первичной* энергии. Общество в настоящее время извлекает из природной среды в близких пропорциях уголь, природный газ, нефть и возобновляемые источники энергии, теряя при этом около 1% полученной энергии. Основная часть топлива **транспортируется** к электростанциям (около 30%) и котельным (15%) для **преобразования** в электрическую и тепловую (пар и горячая вода) энергию. Эти *преобразованные* виды энергии **распределяются** к потребителям. С учётом потерь на преобразование и передачу до потребителей доходит только 9%

первичной энергии в виде электроэнергии и 10% как тепло, а затем из них около 5% теряется в процессах **использования** энергии.

Остальная первичная энергия поступает в двигатели и механизмы (18% - в основном моторное топливо), промышленные (18%) и отопительные (10%) печи. От них потребители получают для использования соответственно лишь 3, 7 и 5 процентов добытой первичной энергии. Всего же по последним расчетам применительно к России потребители используют около 30% первичной энергии. А это существенно меньше энергетической эффективности костра в пещере первобытных людей. Такова реальная «эффективность» современной энергетики, дорогостоящей и весьма трудно управляемой.

В «окне» даны основные термины для понимания её организации.

Энергетическое хозяйство (энергетика) – *совокупность средств и систем управления процессами в энергетике от извлечения первичной энергии из природной среды и до её использования потребителями*.

Топливный энергетический комплекс (ТЭК) — *совокупность хозяйствующих субъектов и органов управления предприятиями по добыче, переработке, преобразованию и специализированному транспорту всех видов топлива и энергии* (часть энергетического хозяйства до входа всех видов энергии к потребителям условно до их счётчиков энергии).

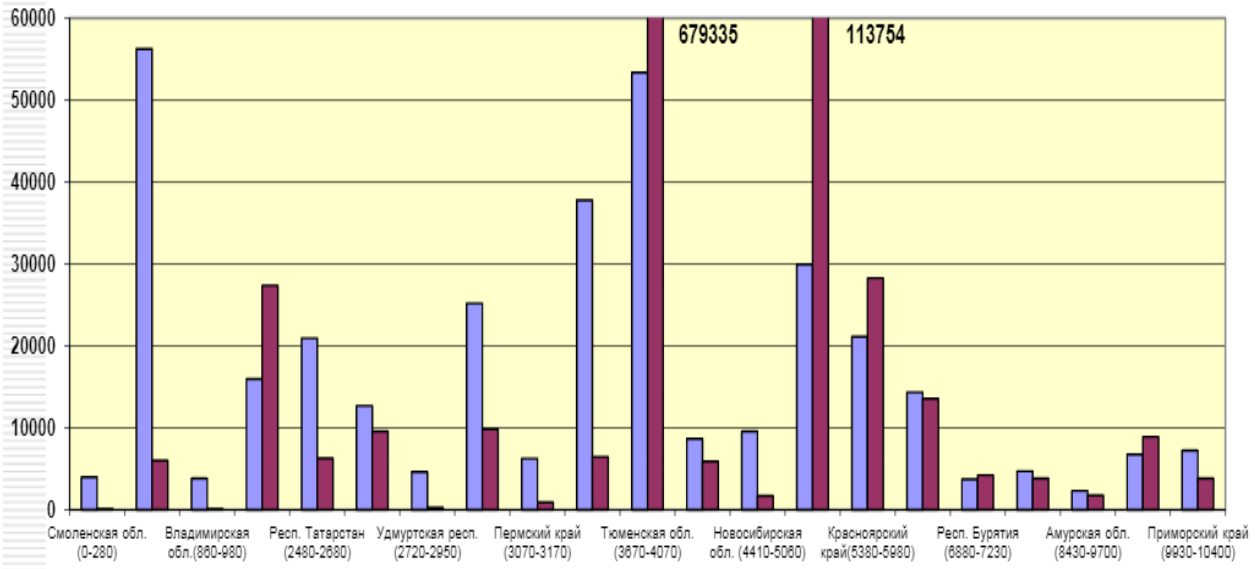
Топливные и энергетические отрасли – *составляющие ТЭК, которые обеспечивают процессы добычи, транспортировки и преобразования и переработки отдельных видов энергии*. В России принято выделять нефтяную, газовую, угольную промышленность и электроэнергетику с системами централизованного теплоснабжения.

2. **Современная энергетики России** во многом уникальна.

Во-первых, страна имеет **очень высокую общую и душевую обеспеченность энергетическими ресурсами**. Занимая 11% суши, Россия располагает 15% разведанных мировых запасов топлива, но имеет лишь 2,2% населения Земли – это определяет большой экспорт энергоресурсов. А «нависание» страны над евразийским континентом и выход к трем океанам дает возможность разнонаправленного экспорта топлива.

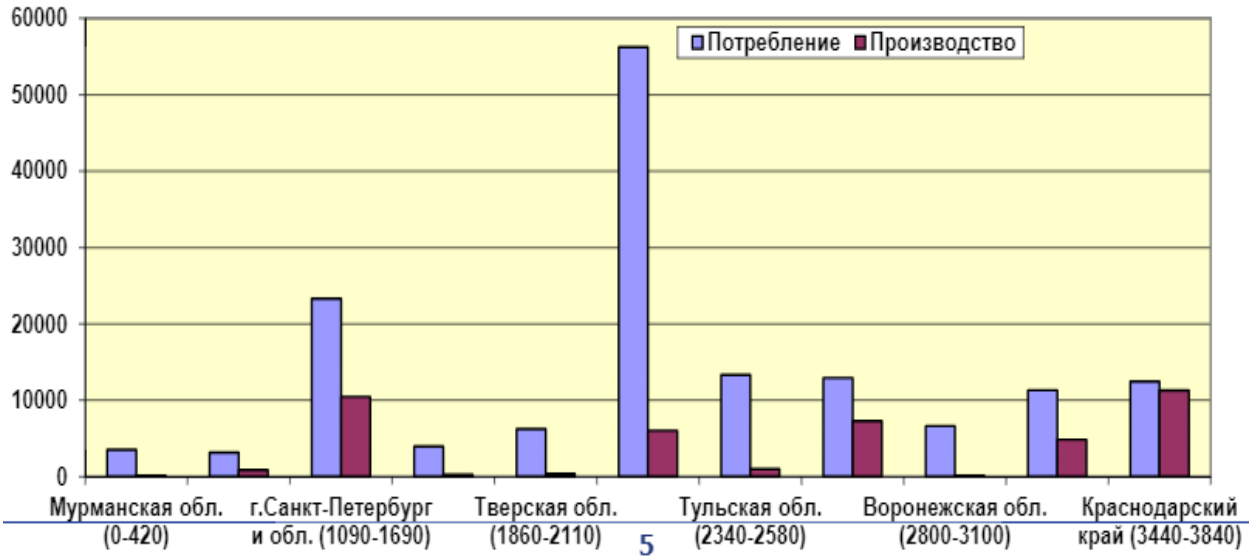
Во-вторых, Россия – **одна из самых холодных стран мира**, 65% нашей территории находится в зоне вечной мерзлоты. Это почти на 20% увеличивает расходы энергии на освещение и отопление, а сверх того на 15-20% удорожает добычу и транспортировку топлива.

Рисунок 1.2.2. Широтное сечение потребления и производства энергии в России



Это ещё на 10-15% усугубляется **самой большой в мире дальностью внутренних** перевозок топлива - на 9000 км с востока на запад (от Смоленской области до Приморского края – Рисунок 1.2.2) и на 3000 км с севера на юг (от Мурманской области Москву до Краснодарского края – Рисунок 1.2.3).

Рисунок 1.2.3. Меридианное сечение потребления и производства энергии

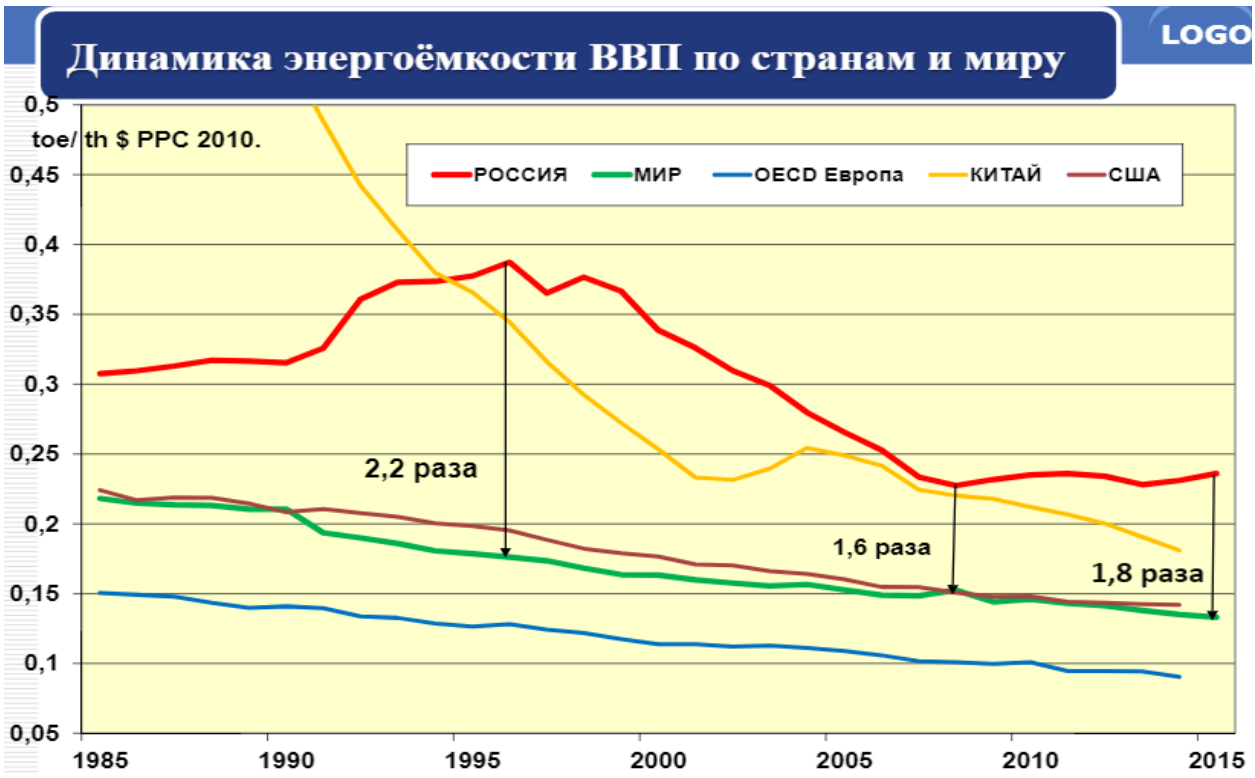


При этом потребление и производство энергии размещены крайне неравномерно. Из потребителей выделяется Московский регион, а среди производителей – Тюменская область, которая дает почти 700 млн. тон топлива в год. Второй пик производства приходится на Кемеровскую область и Красноярский край, где добывается более 100 млн. тонн условного топлива. При значительном собственном потреблении этих регионов оно всё же многократно меньше размеров производства и поэтому с востока на запад, в центральные районы России и затем на экспорт (а в последние годы всё больше и на восток) транспортируются около 600 млн. тонн топлива ежегодно.

Половину производимых в стране энергоресурсов география заставляет перевозить на 3-4 тыс. км, причём самым дорогим сухопутным транспортом. Водные перевозки на такие расстояния выглядят приемлемо – это самый дешевый вид транспорта. А сухопутные перевозки, особенно железнодорожные, в 10 раз дороже, чем перевозки морскими путями. Скрашивает ситуацию мощные системы газо- и нефтепроводов, созданные еще в советское время, которые берут на себя 3/4 этого потока, занимая промежуточное положение по стоимости транспортировки ресурсов. Тем не менее, транспортировка очень удорожает нашу энергетику.

В-третьих, по названным причинам, а также из-за плохой организации и низких темпов роста экономики при заметном технологическом отставании, в России потребляется 5,6% мировых энергоресурсов. Это делает **энергоёмкость нашего валового внутреннего продукта (ВВП** – основной показатель энергетической эффективности экономики) вдвое хуже среднемирового показателя и втрое хуже, чем в развитых странах.

Рисунок 1.2.4. Динамика энергоёмкости ВВП по странам и миру



На Рисунке 1.2.4 приведена динамика энергоёмкости ВВП в последнюю пятилетку СССР, когда уже начался отрыв от мировой тенденции уменьшения этого показателя (с 1985 по 1991 годы отставание увеличилось с 1,4 до 1,7 раз). Социально-экономический кризис в России резко ускорил рост энергоемкости ВВП, который в 1997 году в 2,2 раза превысил среднемировой уровень. Но в «нулевые» годы удельная энергоемкость ВВП быстро снижается и к 2008 году разрыв с миром сокращается до 1,6 раз при том, что он продолжал снижать энергоёмкость экономики.

Интересно, что аналогичный процесс в это время проходил в Китае, где до начала 1990-х годов была непомерно высокая

энергоёмкость ВВП. Но уже к 2000 году Китай добился почти вдвое меньшего разрыва со среднемировым уровнем, чем Россия. Далее быстрая индустриализация Китая сблизила его показатели с российскими, но после кризиса 2008 года пути разошлись: Китай продолжил тенденцию снижения энергоёмкости ВВП, а Россия забуксовала, поскольку после выход из кризиса попала в следующий.

Развитие энергетики служит хорошим индикатором развития экономики. Во времена СССР из-за тенденциозности статистики по развитию экономики мы оценивали реальные темпы развития экономики двумя показателями: ростом потребления электроэнергии и объема грузооборота транспорта. Эти индикаторы показывали реальное развитие экономики гораздо лучше, чем натянутые отчеты по достижениям социалистического хозяйства. Сейчас эти показатели тоже приходится использовать. Но и официальная статистика показывает, что по итогу 2016 года мы отстали от среднемирового значения энергоёмкости ВВП почти вдвое, а от развитых европейских стран - в 3 раза.

В-четвёртых, Россия вывозит более половины производимых энергоресурсов. Никто из развитых стран не позволяет себе такой роскоши. Поэтому **ТЭК России создает нагрузку на нашу экономику, которая вчетверо превышает среднюю по миру:** наши капиталовложения в развитие ТЭК достигают 5,5-6% от ВВП страны, а в целом по миру – 1,5%.

В-пятых, к особенностям России относится **меньшая чувствительность к потеплению климата**, есть даже теории, по которым мы выигрываем от его потепления.

На Рисунке 5 показаны индикаторы развития экономики и ТЭК России в 1990-2016 годах. За последние 100 лет Россия перетерпела три социально-экономических кризиса. Первый был с 1917 года до начала 1930-ых годов как результат двух революций и гражданской войны. Второй экономический спад (1941-49 годы) обусловлен Отечественной войной. В этот третий кризис к уровню ВВП 1990 года Россия вернулась лишь в 2007 году, заметно превысила его к 2014 году и снова опустилась в 2015-16 годах. При этом промышленное производство составило в 1998 году лишь 46% от уровня 1990 года. Заметим, что в первый кризис оно опустилось до 32%, а в 1940-ых годах спад экономики был еще глубже, но гораздо быстрее преодолён.

ТЭК пережил последний кризис легче других сфер экономики - общее производство энергоресурсов в России уменьшилось к 1998 году на 30% от докризисного уровня, но так и не вернулось к нему даже в 2016 году.

Кризис меньше всего затронул газовую отрасль: благодаря «захвату» половины внутреннего энергетического рынка, а также поставкам в страны СНГ и особенно экспорту на европейские рынки добыча газа уменьшилась лишь на 10% в 1998-2001 годах, а с 2005 года колеблется около докризисного уровня. Неплохо адаптировалась и электроэнергетика, которая до 2008 года сохранялась от приватизации и радикальных трансформаций как

единая электроэнергетическая система. Электроэнергетика не определяла кризисные явления в экономике страны, электроэнергии хватало в течение всего переходного периода. Тем не менее, производство электроэнергии уменьшилось на 23% к 1998 году, затем наращивалось (со спадом в 2009 году) вплоть до 2012 года, а теперь стагнирует в диапазоне на 2-3% ниже докризисного уровня. В итоге выработка электроэнергии так и не вышла на уровень России в советское время (см. Рисунок 1.2.5).

Рисунок 1.2.5. Ретроспектива экономики и ТЭК России

Наиболее глубоко (пропорционально размерам ВВП – более чем на 40% к 1998 году) «просели» нефтяная и угольная промышленность. Они прошли наиболее радикальную приватизацию и для выхода из кризиса стали уходить со слабого внутреннего на большие и очень конкурентные внешние рынки топлива. При этом нефтяная отрасль существенно консолидировалась после 2004 года и монотонно росла, превысив с 2012 года уровень добычи нефти и газового конденсата в Российской Федерации СССР и поставляя 77-80% их объёма на экспорт. Угольная промышленность восстанавливалась гораздо медленнее с провалом в 2009 году и стагнацией в 2012-14 годах, но в 2016 году почти достигла докризисного уровня и поставляя почти половину добываемого угля на экспорт.

Такова история адаптации нашей энергетики к рыночной экономике и капитализму, тяжелая и многоаспектная. А итог этого процесса показан на Рисунке 1.2.6. В 1990 году СССР производил энергоресурсов больше всех в мире и по потреблению находился на втором месте после США. К 2015 году Россия по производству первичной энергии переместилась на четвёртое место, уступая Китаю, странам ОПЭК и США. Ещё в 2010 году на первом месте стоял ОПЕК, а Китай находился после США. Сейчас Китай вышел на первое место в мире и демонстрирует результаты, которые СССР не достигал и в лучшие годы. За Китаем по размерам производства энергоресурсов следуют страны ОПЕК, которые вместе дают почти столько же топлива, в основном нефти и газа, но потребляют существенно меньше. Это главный экспортер энергоресурсов в мире. Далее идут США и только за ними по размерам производства энергоресурсов следует Россия, а далее Европа и Индия. По потреблению же первичной энергии Россия занимает теперь лишь шестое место, уступая также Европейскому Союзу и Индии.

Рисунок 1.2.6. Мировые лидеры в производстве и потреблении энергии

3. Планирование и прогнозирование развития энергетики. Этот вид деятельности необходим в современном обществе, это не атавизм социализма и плановой экономики – современная рыночная экономика без планирования тоже не обходится. Но процессы планирования и прогнозирования теперь существенно более осмыслены, нормированы и компьютеризированы, чем это было возможно в 1960-е и даже 1990-е годы. Они необходимы для:

1) Выработки энергетической политики и планов развития страны, регионов, энергокомпаний.

2) Формирования научно-технической политики в энергетике и в смежных отраслях, поскольку энергетика сама технологии не разрабатывает, а ими пользуется и заказывает.

3) Обоснования всего множества конкретных решений по развитию:

3.1) ресурсной базы: что, где и по какой цене искать;

3.2) крупных энергетических объектов по добыче и переработке топлива и генерации электрической и тепловой энергии;

3.3) инфраструктуры для обустройства топливных баз – прежде чем начнешь добывать, нужно обустроить регион дорогами, поселками и т.д.;

3.4) магистральной транспортной инфраструктуры: железные и автомобильные дороги, газо- и нефтепроводы, порты для вывоза производимой продукции. Все проектное обоснование энергетических объектов основано на видении перспективы развития соответствующей отрасли - как минимум, в виде индикаторов: какие будут цены отпускаемой энергии, банковский процент и какие технологии можно использовать в проекте.

4) Как ни странно, но и для обоснования правил функционирования и механизмов регулирования энергетических рынков тоже требуют планирования и прогнозирования. Так, сегодня наша электроэнергетика, которая стала «рыночной» в 2008 году, со слезами наблюдает избыток генерирующих мощностей в 20 млн. кВт, построенных благодаря введённым тогда правилам стимулирования инвестиций на рынке электрической энергии и мощности. В результате ещё 6-8 лет придётся «трудоустраивать» эти мощности, прежде чем нагрузка вырастет до тех оптимистических «видений» перспектив развития отрасли, под которые в 2007-2008 годах велась приватизация электроэнергетики. Для эффективного развития ТЭК нужно видеть его перспективы не «в общих чертах» или «хотелках», а в виде сбалансированных сценариев или лучше оптимальных планов развития его систем с учетом основных факторов риска.

4. Методология системных исследований энергетики служит основой для разработки методов и инструментов осуществления плановых процессов. Она исследуют мир как взаимодействие систем, имеющих следующие основные признаки:

- свойства целой системы всегда отличны от суммы свойств ее компонентов;

- система имеет внутренние и внешние связи и синергетические эффекты взаимодействия её подсистем;

- включает объекты и органы управления, то есть система — это не технологии, но и хозяйственные образования и органы управления, действия которых подлежат оптимизации;

- оптимизация обычно проходит во взаимных столкновениях и поэтому методы системной методологии должны быть игровыми, методами конфронтации, многокритериальными оценками и так далее. Это средства, которые описывают сложное взаимодействие сотен тысяч субъектов, образующих топливно-энергетический комплекс России;

- будущее состояние системы однозначно непредсказуемо и требует адаптивного управления её развитием.

Инструментом исследования, планирования и прогнозирования таких систем служат модели, описывающие развитие их производственных и технологических связей. Только математическое описание этих процессов с учетом всех ограничений и технологических пропорций при трансформации одного вида энергии в другой в состоянии адекватно интерпретировать энергетическое хозяйство для эффективного планирования и прогнозирования его развития во взаимосвязи с окружающей средой.

Для выполнения этих требований создаются большие модельно-информационные комплексы, которые верифицируются на предыстории систем энергетики и затем используются для оптимизации их развития. Наш институт гордится разработкой одного из таких комплексов - SCANER. Мы знаем еще два подобных инструмента: не столь чётко структурированный, но гораздо более богатый комплекс энергетики США и существенно слабее слабый комплекс Европейского Союза.

На Рисунке 1.2.7 показаны состав основных систем комплекса SCANER. Первым входом в него служат сценарные параметры развития экономики и энергетики мира, то есть гипотетические комбинации наиболее важных показателей их развития. Гипотезы развития мировой экономики обычно принимаются по прогнозам Мирового банка, народонаселения стран - по данным ООН. В сочетании с гипотезами изменения правил функционирования мировых энергетических рынков это позволяет получить на системе моделей мировых энергетических рынков сценарные прогнозы динамики спроса, предложения и цен на основные энергоресурсы по регионам и крупным странам, для экспортируемых из России.

Вторым входом в комплекс SCANER служат сценарные параметры социально-экономического развития России. Они используются для формирования сводных целевых показателей

развития ТЭК во взаимосвязи с экономикой. Параллельно сценарии социально-экономического развития страны детализируются нами по территории страны до уровня федеральных округов и субъектов Федерации. Это позволяет нам рассчитать сценарии спроса на топливо и энергию в стране и регионах с учётом возможностей энергосбережения и войти в процесс оптимизационного прогнозирования производственных и финансовых программ развития отраслей ТЭК.

Рисунок 1.2.7. Модельно-информационный комплекс SCANER

Для этих целей помимо информации о внутреннем спросе на разные виды топлива и энергии по территории России из системы моделей мировых рынков поступают прогнозы цен и размеров поставок основных видов российского топлива по странам-потребителям, которые в сумме практически равны внутреннему спросу. Кроме того, используется информация о размерах, качестве и перспективах роста сырьевой базы наших топливных отраслей, а также оценки возможностей научно-технического прогресса и приоритетных технологий в ТЭК.

Эта информация идёт в разработку прогнозов развития электроэнергетики, нефтяной и газовой отраслей, угольной промышленности и связанных с этим прогнозов их финансово-экономического состояния. Понятно, что нельзя прогнозировать развитие хозяйствующих субъектов без понимания того, хватит ли средств для реализации намеченного, прежде всего необходимых огромных капиталовложений.

Прогнозы внутреннего и внешнего спроса и развития отраслей ТЭК завершает разработка сценарных топливно-энергетических балансов страны и регионов, которые за несколько итераций расчётов обеспечивают оптимальное соответствие (баланс) производства и потребления всех рассматриваемых видов топлива и энергии по регионам и стране в целом. Одновременно уточняются прогнозные финансовые и инвестиционные программы отраслей и компаний ТЭК и соответствующие им прогнозы внутренних цен на топливо и энергию. Вся эта информация возвращается в модель экономики России и в принципе требует корректировки прогнозов социально-экономического развития страны (см. Рисунок 1.2.7). Но, хотя ИНЭИ РАН вёл эти работы с 1992 года и ТЭК производил около 40% ВВП страны, мы ни разу не получили соответствующих уточнений прогнозов развития экономики России, что не лучшим образом характеризует качество работы МЭР. Между тем, экспериментальными расчётами мы показали, что 3-4 итераций достаточно для того, чтобы учесть обратное влияние развития ТЭК на экономику и на 0,1-,4 процентных пункта увеличить темпы роста ВВП. Важными результатами могли бы стать количественные оценки влияния ценовой политики в ТЭК на экономику страны и рекомендации по совершенствованию налоговой и социальной политики государства в сфере энергетики.

Рисунок 1.2.8. Варианты пространственного развития трубопроводных систем Евразии

Наряду с представленной на Рисунке 1.2.1 производственной структурой энергетики, комплекс SCANER описывает ещё более сложную транспортную инфраструктуру ТЭК, включающую разные виды транспорта и обслуживающую не только территорию страны, но и разнообразные экспортные поставки (для примера на Рисунке 1.2.8 показаны возможные варианты развития систем газо- и нефтепроводов в Евразии).

5. Документы и опыт стратегического планирования энергетики России. Описанный инструментарий в основном отвечает требованиям Федерального закона «О стратегическом планировании в Российской Федерации», который был принят в 2014 году. Он оснащается необходимыми подзаконными актами и методическими положениями с требованиями к инструментам планирования. Уже приняты документы верхнего уровня – Стратегия национальной безопасности и Стратегия технологического развития Российской Федерации, но ещё отсутствуют Стратегия и Прогноз социально-экономического развития страны, без которых не легитимен и уже подготовленный проект Энергетической стратегии РФ до 2035 года.

Ещё в 1992 году Президент Академии наук вышел на Президента России с нашей запиской о необходимости разработки Концепции энергетической политику России в новых условиях. Быстро было принято положительное решение и ИНЭИ РАН выполнил эту работу. Затем нами делались прогнозы развития энергетики в Энергетических стратегиях РФ на период до 2010, 2020, 2030 и 2035 годов и их конкретизация в Генеральных схемах и программах развития отраслей ТЭК. Список документов ниже.

Стратегическое планирование развития энергетического хозяйства России:

- Концепция энергетической политики России в новых экономических условиях – решение Правительства РФ от 10.09.1992 г. №26.

- Энергетическая стратегия России на период до 2010 года – постановление Правительства РФ от 13.10.1995 г. №1006.

- Энергетическая стратегия России на период до 2020 года – распоряжение Правительства РФ от 28.09.2003 г. №1234-р.

- Энергетическая стратегия России на период до 2030 года – распоряжение Правительства РФ от 13.11.2009 г. №1715-р.

- Энергетическая стратегия России на период до 2035 года и Концепция развития энергетики до 2050 года

- Генеральные схемы и программы развития отраслей ТЭК

- Прогнозы и программы научно-технического развития отраслей ТЭК

На Рисунке 1.1.9 показаны принятые в Энергетической стратегии России на период до 2010 года ключевые параметры развития ТЭК их последующая реализация. Анализ выполнения ЭС-10 показал, что у 82% ключевых показателей развития ТЭК фактические значения попали в диапазоны или оказались лучше прогнозов Стратегии.

Рисунок 1.2.9. Реализация Энергетической стратегии РФ до 2010 года

Реализация Энергетической стратегии России на период до 2010 года (ЭС-10)

LOGO

Показатели	1995 г.	1997 г.		2000 г.		2005 г.		2010 г.	
		ЭС-10	Факт	ЭС-10	Факт	ЭС-10	Факт	ЭС-10	Факт
ВВП, в % к 1990 г.	62	57-60	63,8	65-83	71,9	87-105	96,8	100-122	115
Потребление:									
- энергоресурсов, млн. т у.т.	931	935-955	893	940-995	904	1010-1080	947	1060-1165	990
- электроэнергии, ТВт.ч	841	815-833	813	845-890	864	970-1025	941	1100-1210	1021
Экспорт, млн. т у.т.	501	433-490	498	438-510	549	452-570	867	555-630	893
- нефть, нефтепродукты	245	187-204	247	163-209	297	163-215	509	158-223	386
- природный газ	227	227-261	228	254-273	223	267-324	293	271-366	223
Производство, млн. т у.т	1388	1370-1445	1362	1395-1505	1416	1470-1650	1733	1525-1795	1822
- нефть, млн. т	307	275-292	306	260-305	324	260-320	470	260-350	505
- газ, млрд. м^3	596	630-655	571	670-690	584	728-785	641	765-850	649
- уголь, млн. т	263	245-268	244	250-280	258	270-310	299	300-350	323
Производство электроэнергии, ТВт.ч	860	835-855	834	875-925	878	1000-1060	953	1120-1230	1038
Частота хороших и лучших результатов		8/11		9/11		10/11		9/11 – 82%	

Обозначения: **000** – соответствует ЭС; 000 – лучше ЭС; *000* – хуже ЭС.

Источник: Новая энергетическая политика России. М. 1995 рис. 1, табл. 5.10, 6.14, 7.11.

На Рисунке 1.2.10 дана аналогичная характеристика результативности Энергетической стратегии России на период до 2020 г. Она разрабатывалась в 2002-04 годах, когда потребовалось обновить не столько прогнозы предыдущей Стратегии, сколько предусмотренные в ней мероприятия энергетической политики, поскольку они оказались в основном сорваны.

К 2015 году прогнозы ключевых показателей второй Энергетической стратегии были успешно реализованы на 81%, а по последним разработкам в 2020 году ожидается реализация на 80%.

Хуже всего выполняется правительственные прогнозы размеров ВВП и обусловленная ими динамика энергопотребления страны. Это демонстрирует Рисунок 1.2.11, где конусами показаны прогнозы, а точками – реальная динамика ВВП за прошедший период. Уже с 2013 года она безнадёжно отстала от прогнозов не только Стратегии до 2020 года, и принятой в 2009 году Стратегии на период до 2030 года.

Рисунок 1.2.10. Реализация Энергетической стратегии РФ до 2020 года

Ход реализации Энергетической стратегии России на период до 2020 года (ЭС-20)

LOGO

Показатели	2005 г.		2010 г.		2015 г.		2020 г.	
	ЭС-20	Факт	ЭС-20	Факт	ЭС-20	Факт	ЭС-20	Пр. ЭС-35
ВВП, в %% к 2000 г.	118-127	135	146-173	**165**	190-242	*170*	224-334	*181-183*
Внутреннее потребление:								
- энергоресурсы, млн. т у. т.	931-976	**943**	972-1097	**982**	1020-1181	*964*	1060-1267	*988-1002*
- электроэнергия, ТВт.ч	912-915	941	995-1035	**1021**	1085-1155	*1051*	1185-1290	*1096-1104*
Экспорт, млн. т у. т.	603-711	869	585-838	890	550-873	961	545-897	999-1065
- нефть, млн. т	182-241	254	183-277	**248**	154-296	**245**	153-308	**288-290**
- природный газ, млрд. м^3	188-197	254	206-265	**223**	219-277	*200*	221-281	**228-252**
Производство, млн. т у. т.	1503-1656	1738	1457-1822	**1822**	1463-1928	**1873**	1486-2031	**1959**-2043
- нефть и конденсат, млн. т	373-447	470	358-489	505	325-506	533	315-520	548-555
- природный газ, млрд. м^3	588-615	641	558-665	**651**	587-705	**633**	610-730	**670-702**
- уголь, млн. т	260-280	299	270-330	**323**	290-360	372	300-430	**377-425**
Производство электроэнергии, ТВт.ч	902-937	953	940-1070	**1038**	1000-1205	**1064**	1070-1365	**1106-1116**
- гидроэлектростанции	179-183	*175*	182-190	*169*	186-200	*170*	190-215	**193-199**
- атомные электростанции	151-160	*149*	160-192	**170**	180-240	**195**	195-300	**221**
- тепловые электростанции	572- 594	629	598-688	699	634-765	**689**	685-850	**687-690**
Частота хороших и лучших результатов		12/14		13/14		9/14	11/14	= 80%

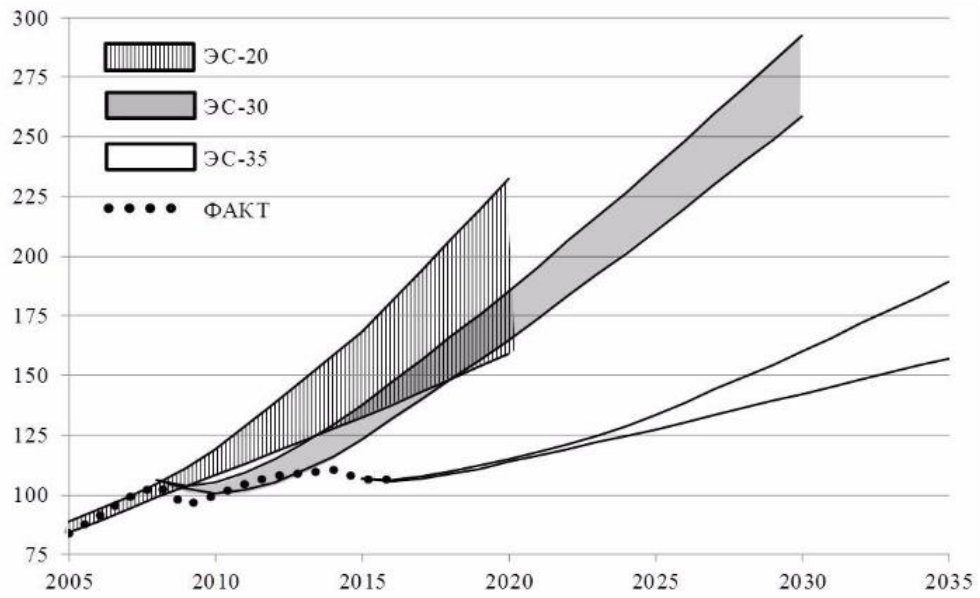
Обозначения: **000** – соответствует ЭС; 000 – лучше ЭС; *000* – хуже ЭС.

Источник: Энергетика России. Стратегия развития 2000-2020 // Минэнерго России, М. 2003 - 800 с.

Рисунок 1.2.11. Прогнозы роста ВВП в энергетических стратегиях России

Прогнозы роста ВВП России в ЭС России, %

LOGO



Прогнозы развития ТЭК реализуются намного лучше, хотя при завышенных прогнозах развития экономики обязательно (хотя и в существенно меньшей степени) ошибаешься в прогнозах энергопотребления. На Рисунке 1.2.12 в верхней части показаны диапазоны прогнозов и (точками) реализация производства и

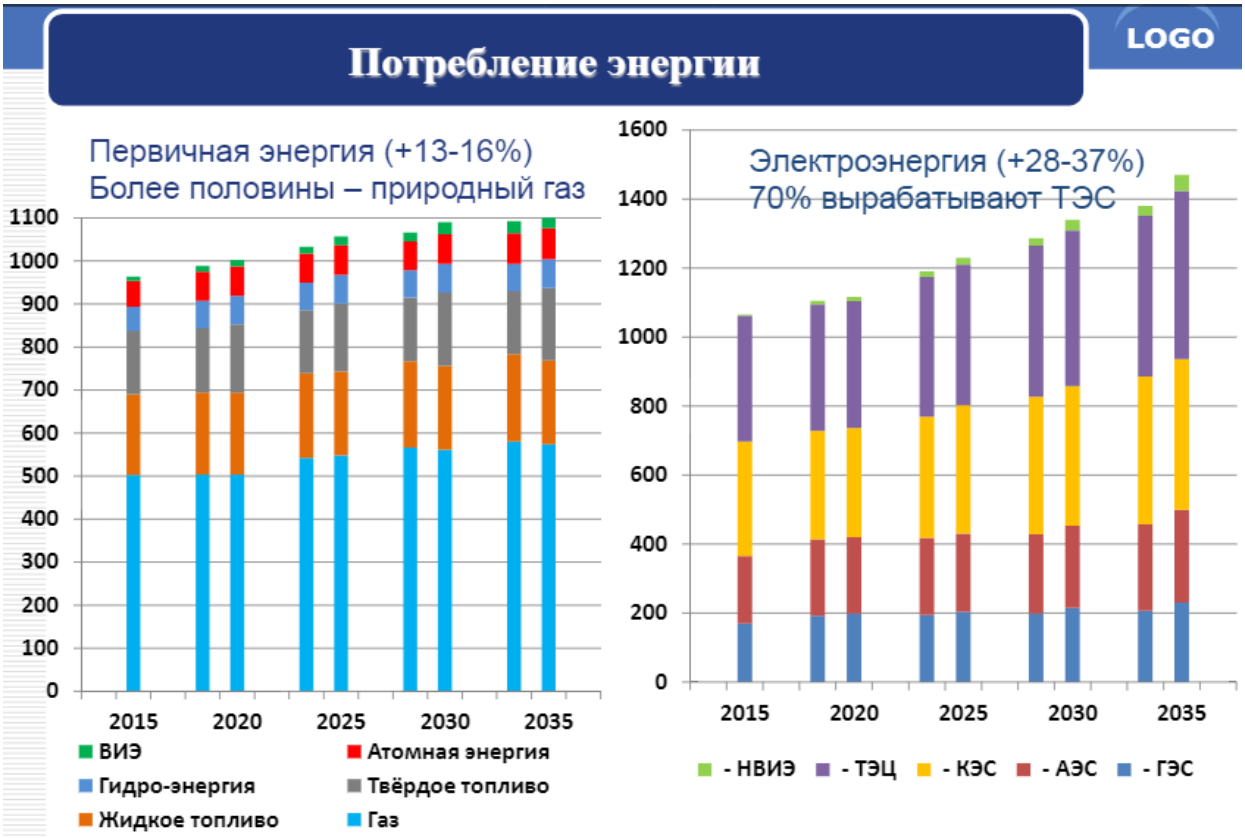
потребления первичной энергии, а в нижней - электроэнергии. В ходе реализации прогнозов замедление внутреннего потребления энергии в основном компенсируется ростом экспорта топлива, а ТЭК развивается в целом по прогнозу, но с большими транспортными перекосами.

Рисунок 1.2.12. Прогнозы производств, потребления и экспорта энергии в Энергетических стратегиях России.

6. Перспективы развития энергетики России. Развитие ТЭК определяется энергопотреблением, а для его прогнозирования наряду с видением развития экономики важно определить реалистичную динамику её энергоемкости. После кризиса 2008 года энергоёмкость ВВП России уменьшалась втрое медленнее, чем в начале 2000-х годов. На Рисунке 1.2.13 А показаны её динамика, и на Рисунке 1.2.13 Б – основные компоненты энергосбережения, за счет которых снижается энергоемкость экономики. Хочу отметить, что энергосберегающие технологии дадут вдвое меньший вклад в снижение энергоемкости ВВП, чем перестройка структуры экономики в пользу менее энергоёмких отраслей и сферы услуг.

Рисунок 1.2.13. Энергетическая эффективность экономики России.

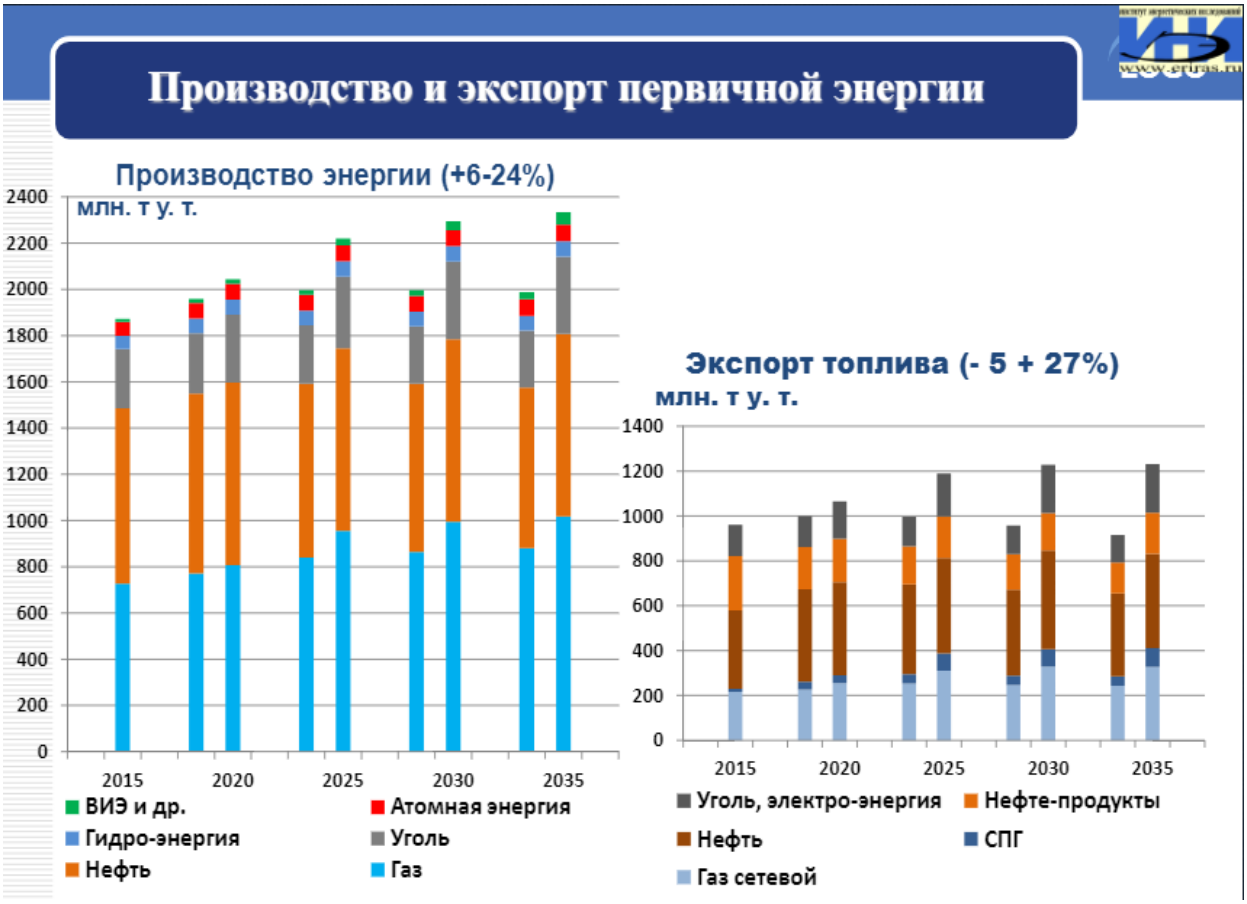
Рисунок 1.2.14. Потребление первичной энергии в России



Потребление первичной энергии в России увеличится к 2035 году на 13-16%, половину его обеспечит природный газ, а остальное примерно поровну – нефтепродукты, твёрдое топливо и неуглеродные энергоресурсы (Рисунок 1.2.14 А). Потребление электроэнергии будет расти вдвое быстрее, чем первичной энергии, и почти треть её будет произведена на неуглеродных энергоресурсах, в основном на атомной и гидроэнергии (Рисунок 1.2.14 Б).

Россия будет производить вдвое больше первичной энергии, чем потребляет, и в консервативном сценарии её добыча увеличится всего на 6 % (меньше внутреннего потребления), а в оптимистическом – на 24 % (Рисунок 1.2.15 А), поскольку экспорт топлива в консервативном сценарии после 2025 года будет уменьшаться, а в целевом сценарии увеличится на четверть от уровня 2015 года (Рисунок 1.2.15 Б).

Рисунок 1.2.15. Производство и экспорт первичной энергии



Крупнейшим энергоресурсом России сегодня является нефть и в высоком сценарии проекта Стратегии её добыча удержится на уровне 555 млн. тонн в год. Наши расчеты не подтверждают такую динамику. Скорее всего, около 2025 года начнётся снижение её добычи до 450-500 млн. т в 2035 году (Рисунок 1.2.16 А). Размеры переработки нефти и производства нефтепродуктов тоже будут уменьшаться, поскольку основная их часть идёт на экспорт, а конъюнктура этих рынков меняется не в пользу России (Рисунок 1.2.16 Б).

Рисунок 1.2.16. Добыча нефти и производство нефтепродуктов

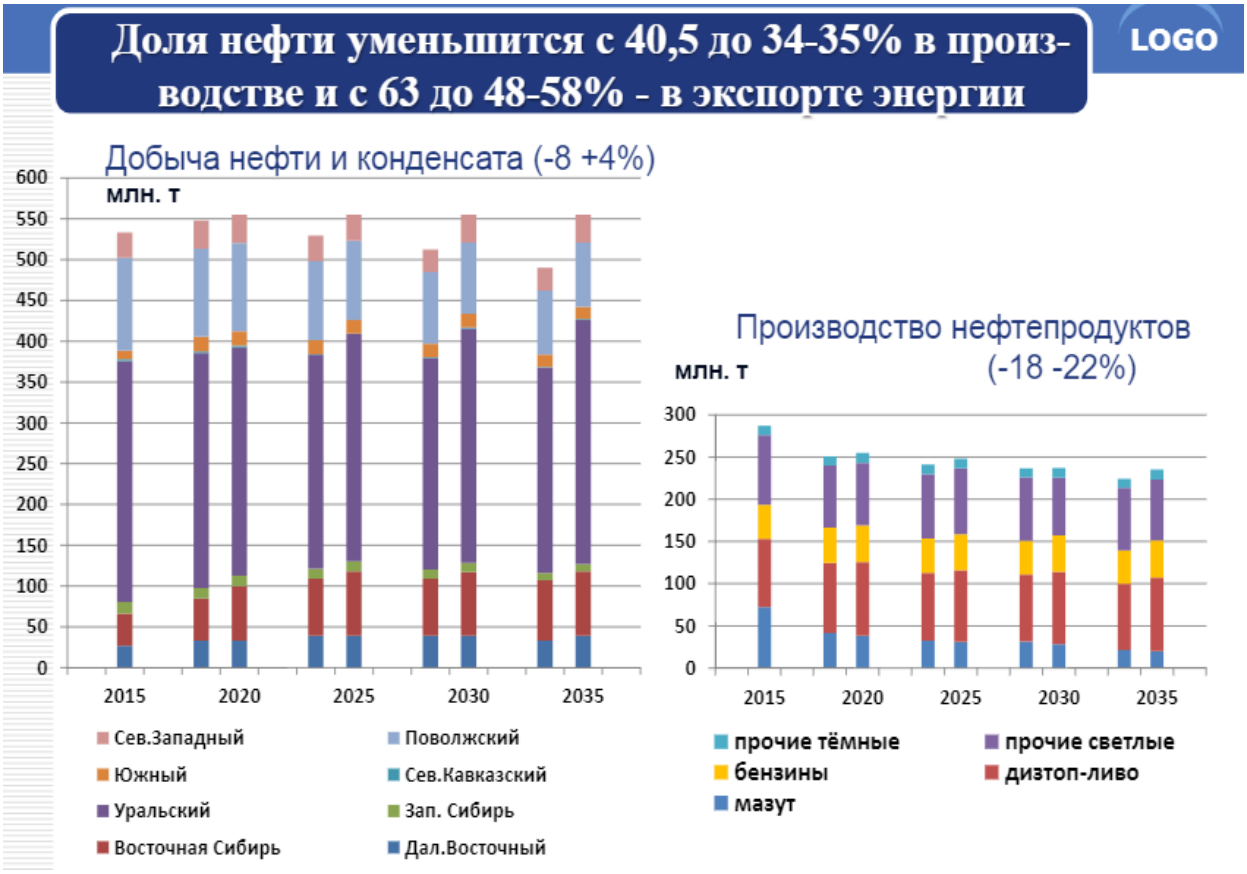
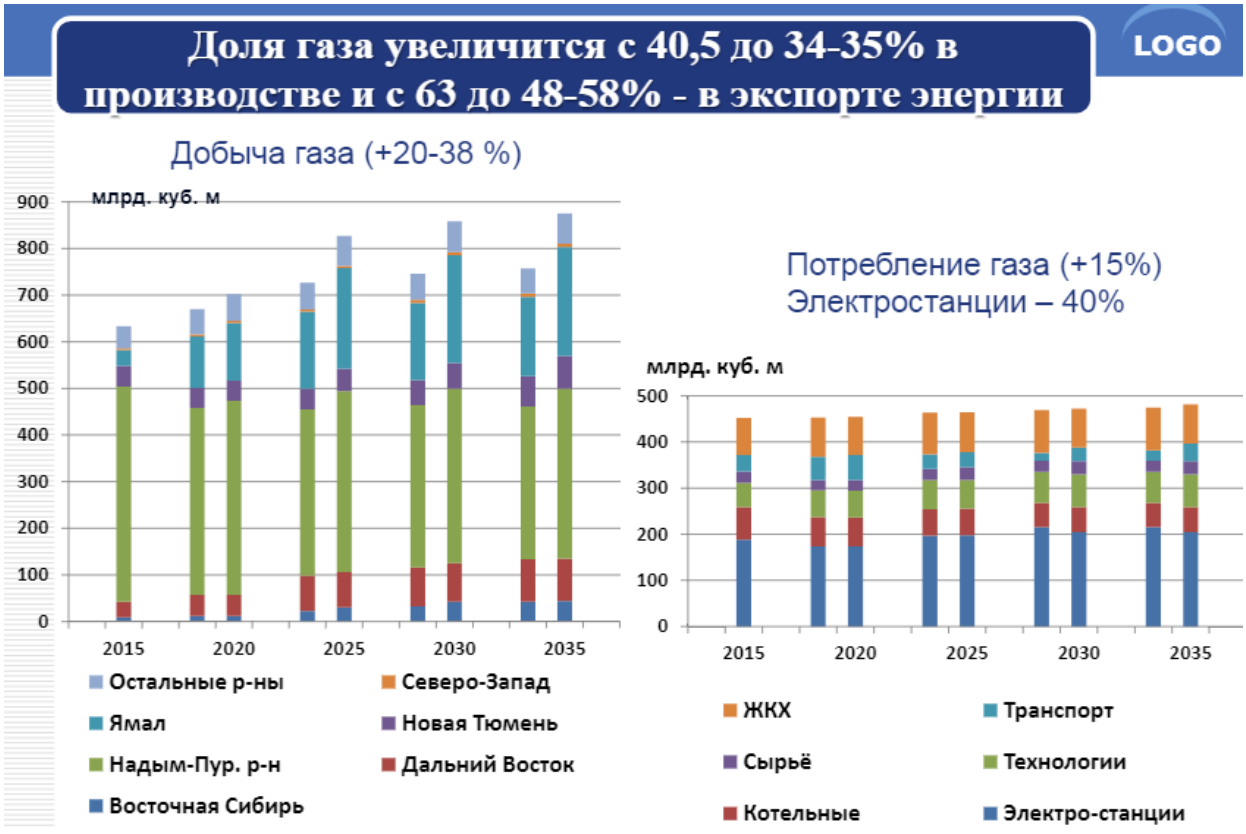
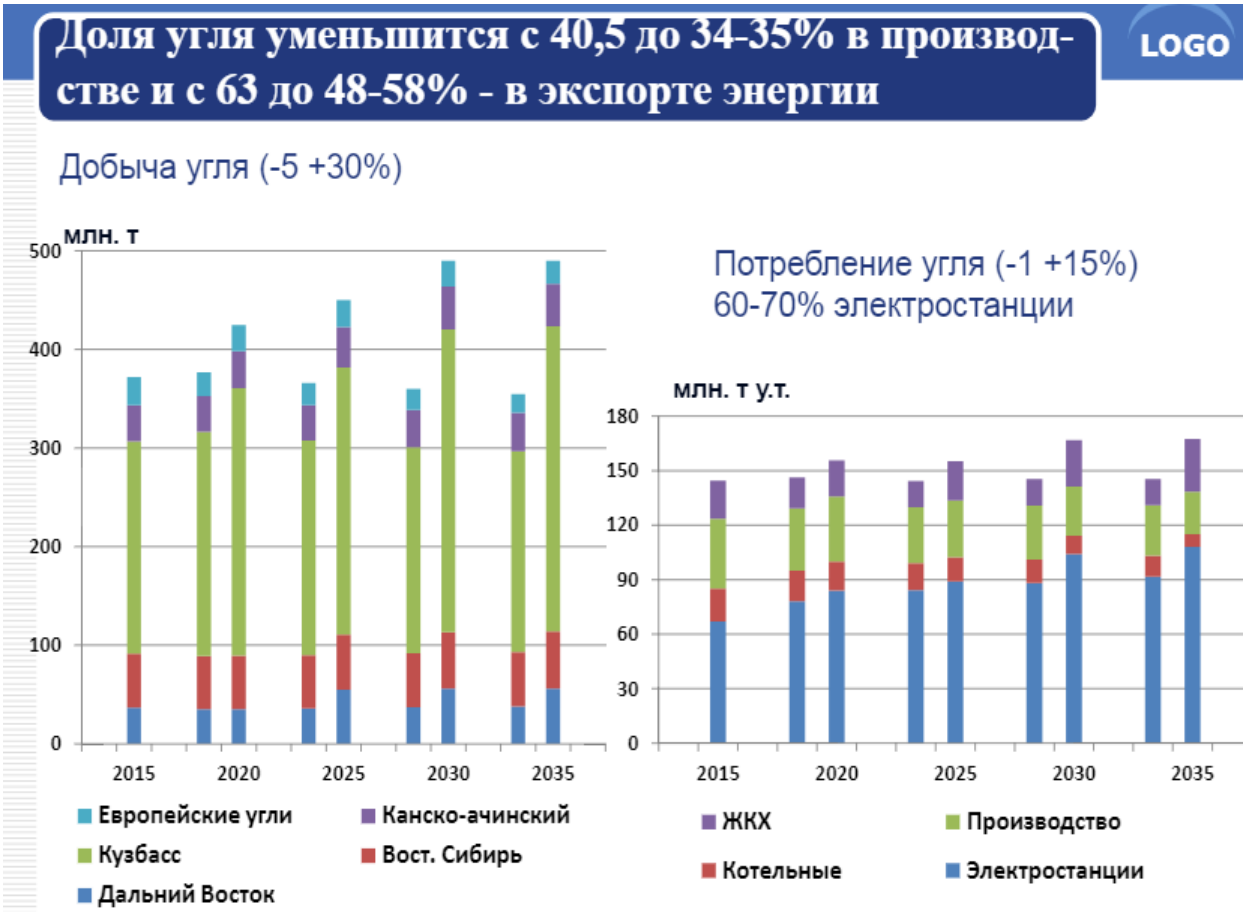


Рисунок 1.2.17. Добыча и потребление газа



В отличие от этого, добыча газа вырастет к 2035 году на 20-30% (Рисунок 1.2.17 А). Основным его потребителем будут электростанции (Рисунок 1.2.17 Б), а более трети добычи пойдёт на экспорт. Добыча угля (Рисунок 1.2.18 А) ещё больше зависит от экспорта, особенно на азиатские рынки. На электростанции идёт 2/3 угля на внутреннем рынке страны (Рисунок 1.2.18 Б).

Рисунок 1.2.18. Добыча и потребление угля



Человечество постоянно повышает качество используемой первичной энергии, начав с возобновляемых источников (ВИЭ – дрова, солнце и ветер). Затем освоило вдвое более энергосодержащий уголь, за ним ещё вдвое более калорийные нефть и газ, а в конце XX века - атомную энергию урана, ещё раз удвоив ценность используемых энергоресурсов.

Вопреки этому естественному процессу западные страны для своей энергобезопасности возвращаются к ВИЭ (которых на порядок больше, чем топлива), и навязывают их миру под предлогом борьбы с потеплением климата. Россия же, имея большие заделы в использовании атомной энергии (которая обеспечивает ещё и нашу национальную безопасность), делает ставку на неё еще и потому, что ВИЭ даже в южных районах страны существенно дороже получения энергии от обычных энергосистем – см. Рисунок 1.2.19.

Тем не менее, в отношении ВИЭ Стратегия ставит задачу накопить опыт промышленного использования большинства их видов. Предусмотрено увеличить их использование вдвое (Рисунок

1.2.20), но Россия может не форсировать развитие ВИЭ, поскольку имеет много дешевого топлива.

Рисунок 1.2.19. Условия для развития ВИЭ в России

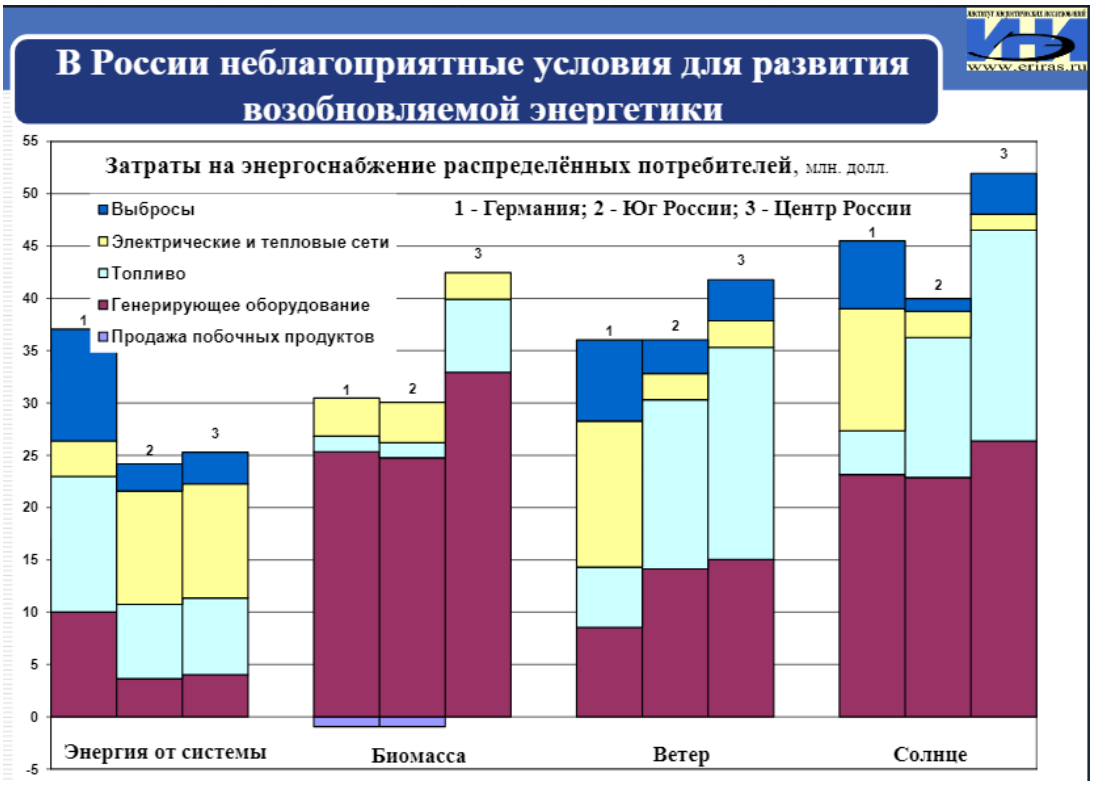


Рисунок 1.2.20. Перспективы использования НВИЭ

Россия имеет альтернативу ВИЭ – атомную энергетику, которая радикально перестроится в предстоящий период (Рисунок 1.2.21): выведут из эксплуатации энергоблоки по истечении продлённых сроков их службы и будут развивать уже появившиеся у нас реакторы-размножители (на быстрых нейтронах), которые производят плутоний как замену природного урана, кратно расширяя ресурсную базу атомной энергетики. Эта альтернатива – одно из самых острых тем дискуссий по развитию ТЭК России. Но мы ещё сильно зависим от импорта оборудования по использованию ВИЭ при том, что являемся мировыми лидерами в развитии новой ядерной энергетики и крупными экспортерами ядерных технологий.

Рисунок 1.2.21. Развитие атомной энергетики в России

7. Роль ТЭК в социально-экономическом развитии России. Благодаря интенсификации энергосбережения, опережающему использованию природного газа и ВИЭ и продолжению развития атомной энергетики России даже в высоком сценарии удастся оставить до 2035 года размеры эмиссии парниковых газов в стране на четверть меньше уровня 1990 года – см. Рисунок 1.2.22.

Сценарии развития ТЭК содержат прогнозы цен на основные виды топлива и электроэнергию. Сопротивление потребителей вызывает необходимость повышать внутренние цены на газ (см. Рисунок 1.2.23 А), которые сегодня существенно ниже цен равной доходности с ценами на мировых рынках. Острые дискуссии идут относительно динамики цен на электроэнергию (см. Рисунок 1.2.23 Б), но, по нашим прогнозам, удается почти стабилизировать их значения в ценах 2015 года

Рисунок 1.2.22. Социально-экономические показатели. Экология

Рисунок 1.2.23. Социально-экономические показатели. Цены топлива и энергии

Реализация Стратегии потребует роста к 2035 году годовых инвестиций в ТЭК на 30-40 % (в ценах 2015 года – см. Рисунок 1.2.24 А) и позволяет увеличить его вклад в бюджет страны на 35-73 % (Рисунок 1.2.24 Б). Но при этом благодаря росту энергоэффективности и опережающему развитию

неэнергетических отраслей усилится тенденция уменьшения по основным макропоказателям роли ТЭК в экономике России (Рисунок 1.2.25 А и Рисунок 1.2.25 Б). ●

Рисунок 1.2.24. Капиталовложения в ТЭК и взносы ТЭК в бюджет РФ

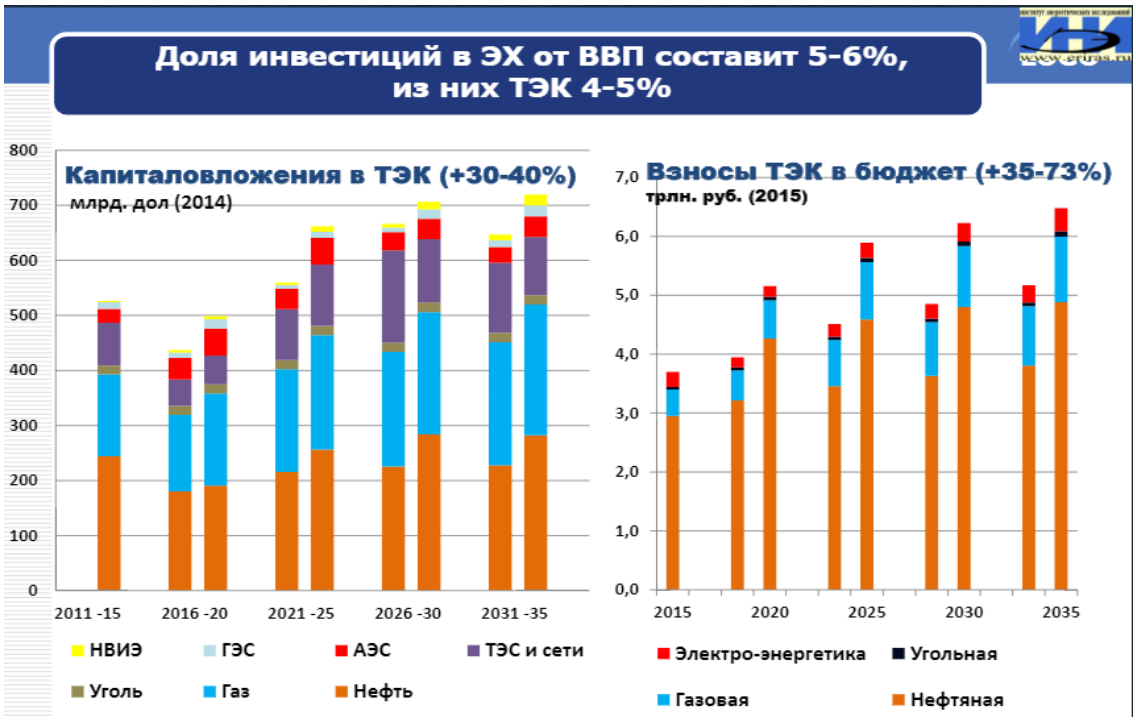


Рисунок 1.2.25. Роль ТЭК в экономике России

Доли ТЭК в макропоказателях экономики, %

	2015 год	2020 год		2025 год		2035 год	
		Сценарий					
		1	2	1	2	1	2
ВВП	27	29	29	28	27	25	23
Бюджет	32,3	29	29	26	26	22	21
Экспорт	68,7	75	74	71	70	57	58
Инвестиции	24	16	15	14	13	10	13
Энергоэффективность экономики	100	103	104	114	115	130	158

Сценарии: 1 – консервативный, 2 - оптимистический

ТЭК потребителям энергии, %

	2015 год	2020 год		2025 год		2035 год	
		Сценарий					
		1	2	1	2	1	2
Душевое потребление энергии	100	98	99	99	100	100	102
Цена газа*	100	101	108	121	126	160	174
Цена электроэнергии*	100	105	106	111	114	121	130
Доля в доходах населения	8	7,3	7,5	6,5	6,7	4,8	5,3
Доля в затратах энергоёмких отраслей	20,9	21	22	20	21	19	20

** - в рублях 2015 года*

Главным результатом реализации Стратегии станет эффективное использование природного, производственного, финансово-экономического и интеллектуального потенциала ТЭК для максимального содействия преодолению замедления и последующему ускорению роста экономики России, успешного противодействия экономическим рискам и геополитическим угрозам развитию страны в первой трети XXI века

История мировой и российской нефтяной промышленности

Екатерина Валерьевна Грушевенко,
Эксперт Энергетического центра Московской школы управления СКОЛКОВО

Нефть, действительно, известна с древних времен. Еще в Ветхом Завете упоминается о нефтяных сланцах, о том, как из них строили здания. Ближе к нашему времени нефть долго использовалась как лечебное средство. В то время нефть добывали с поверхности воды и с помощью нефтяных колодцев, показанных на Рисунке 1.3.1. Почему это важно? Технологии, которые развивались во всем мире, влияли на всю нефтяную промышленность.

Рисунок 1.3.1. История нефти. Начало

Долгое время на Западе «горное масло» использовалась в качестве медицинского средства...

Выход нефти на поверхность

Добыча нефти колодезным методом

Джордж Бисселл, нью-йоркский юрист,
и Джеймс Таунсенд, президент банка в городке Нью-Хейвен были уверены, что нефть имеет более широкое применение

... от головной и зубной боли, глухоты, нарушений пищеварения, глистов, ревматизма, водянки, а также для заживления ран на спине лошадей и мулов. Средство носило название „масло сенека“ – в честь вождя племени сенека по прозвищу Красная Шкура.

Сначала нефть имела крайне узкое применение. Китовый жир и угольный керосин использовались для освещения. Стимулом для использования этих энергоресурсов было изобретение в середине 19-го века – керосиновой лампы. До этого были лучины, тряпки – все это света не давало, а люди, все-таки, хотели увеличить свой световой день. Сейчас фактически у нас с вами есть 24 часа в сутки. Включил лампу и можешь делать, что удобно – читать, писать и так далее. Тогда был только световой день, тем более в наших широтах, в северных частях страны, бывает темно по полгода. От этого человечество страдало. Было несколько причин поиска нового источника сырья в 60-е годы XIX века.

- Первым толчком к поиску нефти было **изобретение керосиновой лампы**, т.к. китового жира не хватало.

- В свое время нефть спасла китов, потому что к этому времени поиски становились все сложнее, китобои уходили все дальше в море, и сам **энергоресурс очень дорожал**.

- Так же был камфин, который делали из скипидарного масла, но главная проблема была в том, что он был небезопасен, было много взрывов и пожаров. Это также побуждало на поиски нового энергоресурса.

В Европе, в Галиции, уже к 1854 году нефть, выходящая на поверхность, использовалась для получения керосина. Там же был изобретена первая керосиновая лампа – см. Рисунок 1.3.2.

Рисунок 1.3.2. Керосиновая лампа Лукашевича

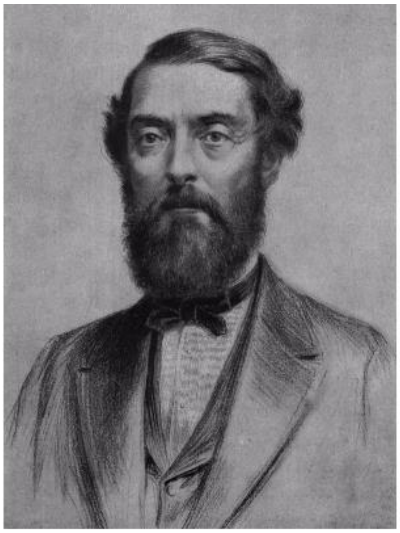
- Еще один фактор – **промышленная революция**. Появилось много станков, различных механизмов. Для них требовались смазочные средства. Природных растительных веществ или же свиного жира уже не хватало, и они не были столь эффективны. В этот момент человечество, развитая ее часть – на тот момент это Европа, США, Российская империя – подходят к вопросу о том, что же можно найти взамен?

Каждый поиск нес за собой историю. Путём долгих исканий США приходят к такому выводу, что из нефти можно сделать осветительный керосин, однако понимают, что ресурсов нефти, находящейся на поверхности воды, не хватит.

Одним из главных технологических прорывов является использование буров для бурения. Первая знаковая фигура – капитан Дрейк, как его называли, на самом деле он был не капитаном, а проводником поезда. Однако именно его отправили искать нефть в Пенсильвании – см. Рисунок 1.3.3. Там уже давно наблюдали выходы нефти на поверхность. Вначале геологоразведки как таковой не было. Нефть определяли простыми методами – по ландшафту, по запаху. Не один год потребовался на поиски. И вот в 1858 году была пробурена первая скважина, которая дала нефть.

Рисунок 1.3.3. Технологии из глубины веков

Имеющиеся методы добычи не могли обеспечить достаточного объема нефти
Дрейк решил искать нефть не на поверхности, а воспользоваться опытом соледобытчиков, которые, для того чтобы добраться до сырья, бурили скважины.
Первые попытки Дрейка обнаружить нефть были безрезультатными.
Дрейку пришлось обратиться за средствами на продолжение поиска нефти к друзьям. ***27 августа 1858 года*** на глубине 69,5 футов (21 м) бур достиг нефти. Ее начали выкачивать при помощи обыкновенной помпы. Скважина Дрейка в городе Тайтусвилл теперь является музеем.

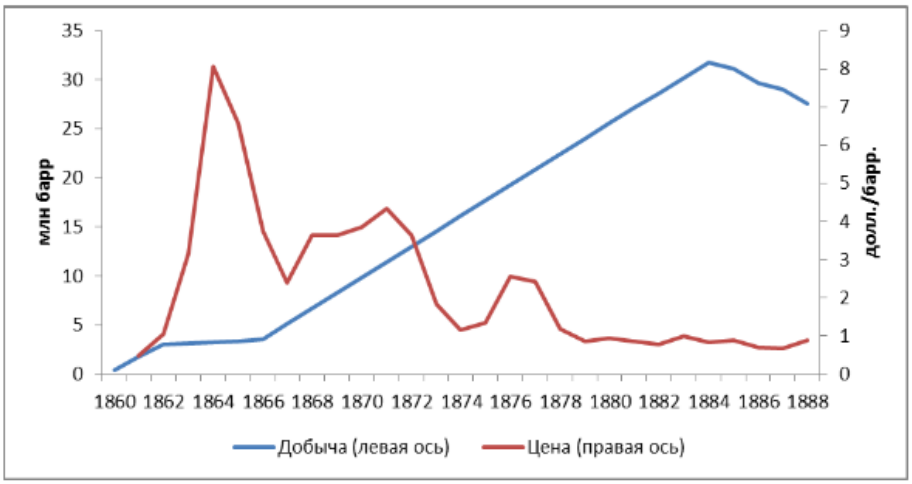


Эдвин Лорентайн Дрейк

На Рисунке 1.3.4 показано, что происходило с рынком. Есть несколько причин нестабильности ситуации в тот момент.

Первая. Используя бурение, буровики еще ничего не знали о геологии нефти. Получилось так, что добыча сначала резко выросла в первые пару лет, потом вышла на планку, потому что **не было знаний о геологии**, бурили достаточно быстро, и быстро заканчивалась нефть в пластах.

Рисунок 1.3.4. Нестабильность рынка в конце XIX века



Одна из причин – отсутствие познаний в геологии.
Другая причина – крупное и быстрое обогащение.
И третья – условия аренды, которые поощряли добычу в возможно короткие сроки.

Вторая причина – она же и минус, и плюс – это психология нефтедобытчиков на тот момент. Тогда добычу нефти сравнивали с золотой лихорадкой. Всем хотелось **добыть быстрее, больше и продать дороже**. Опять же, это подрывало рынок, т.к. посмотрите, что происходило с ценой. Может кто-то видел графики BP – на тот момент цена доходила до 140 долларов (в современных долларах) за баррель.

Третья причина, почему добыча нефти ухудшилась, это юридическая. В США на тот момент аренда участков земли была краткосрочна и затратна. Основные деньги приносил не нефтяной бизнес, а аренда земли и продажа виски – продажа как продукта, так и бочек из-под виски, т.к. это была первая тара для перевозки нефти. Нехватка бочек стала проблемой, что спровоцировало появление коррумпированного бизнеса.

Нефтяники стали искать способы транспортировки нефти до железной дороги. Изначально это все происходило внутри региона, об экспорте речи не было. И решили попробовать построить один из первых трубопроводов – деревянный. Таким образом соединили скважины с железной дорогой в быстрый срок. Трубопроводы были короткими. Монополия извозчиков и производителей, поставщиков бочек прекратилась. Это были безумные монопольные войны, трубопроводы саботировали и поджигали. История была печальная, однако трубопроводы показали, что пользоваться ими намного дешевле. Первые короткие трубопроводы, возможно, сделали в США, но здесь очень много споров. У всех свои разные мнения и взгляды.

Рисунок 1.3.5. Начало использования трубопроводов

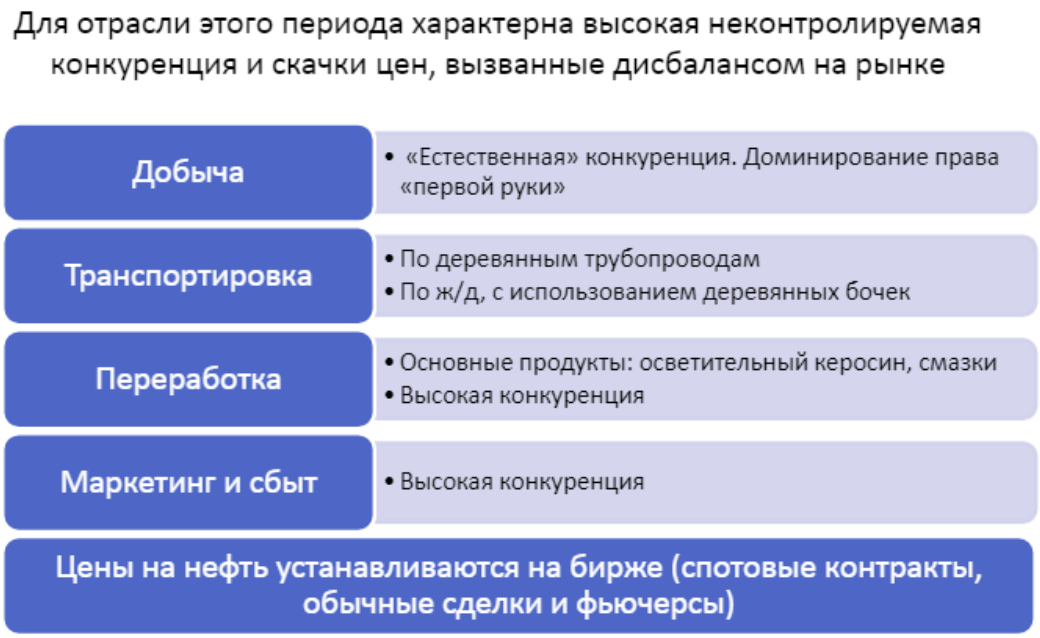
Первые трубопроводы как способ борьбы с монополией извозчиков

- Стоимость перевозки одной бочки нефти на несколько миль до ж/д станции была выше железнодорожного тарифа на ее отправку от Пенсильвании до Нью-Йорка.
- К 1866 году трубопроводы соединили большинство скважин в Нефтяном районе, отводя нефть в более крупный трубопровод, ведущий к железной дороге, не смотря на многочисленные саботажи

Первый в России нефтепровод Балаханы — Черный город

С начала добычи нефти прошло 5 лет, и что мы видим? Наиболее характерные черты нефтяной промышленности в США к 1866 году схематично представлены на Рисунке 1.3.6. Там показана известная Oil Value Chain – разведка, добыча, транспортировка, маркетинг и сбыт. Она будет повторятся и на других рисунках.

Рисунок 1.3.6. Нефтяная промышленность в США: итоги к 1866 году



Цены на фьючерсы были предметом для спекуляций, и нефть стала „самым интересным спекулятивным товаром в это время".

В тот момент наблюдалась естественная конкуренция множества производителей, и с точки зрения юриспруденции доминировало **правило первой руки** – у вас есть участок, к вам забежал незнакомец, вы имеете право его застрелить. Тоже самое получалось с нефтью: было понимание, что пласт большой, но раз территория твоя, качай сколько хочешь. Позже это изменится.

В сфере транспортировке одновременно присутствовали короткие деревянные трубопроводы, железная дорога и деревянные бочки.

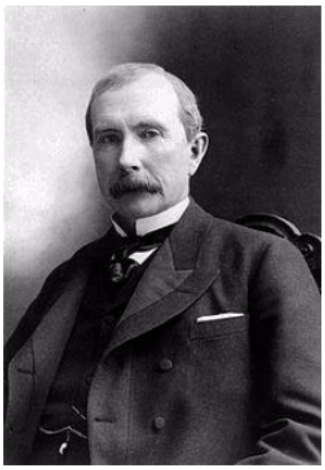
В переработке основными продуктами были осветительный керосин и смазки. Перерабатывали по большей части в керосин, и, опять же, наблюдалась большая конкуренция. Маркетинга и сбыта еще не было. Добывали, продавали и сами переработчики. Они ездили от скважины к скважине, и закупали нефть. Цены на тот момент устанавливались на **бирже**.

Сначала в Пенсильвании в одном из отелей сформировалась негласная биржа. Потом сформировалось несколько бирж, и на тот момент были спотовые контракты, т.е. с поставкой через 10 дней, и фьючерсные контракты. Уже тогда совершалось множество сделок с нефтью, и уже тогда были спекуляции. Дальше сравните, как все менялось.

Будет много громких фамилий, но никаких теорий заговоров – чистый бизнес. Первая известная фамилия в нефтяном бизнесе — это Рокфеллер, более подробная информация о котором представлена на Рисунке 1.3.7. Именно на нефти он и сделал свое состояние, начав с переработки.

Рисунок 1.3.7. История Джона Рокфеллера

История нефтяных корпораций неразрывно связана с именем американского предпринимателя Джона Дэвисона Рокфеллера, который основал в 1870 году первую в мире вертикально интегрированную компанию – Standard oil. Компания активно поглощала мелкие и средние предприятия, пользуясь тем, что федеральное и местное правительства закрывали глаза на махинации нефтяного гиганта.



Джон Дэвисон Рокфеллер

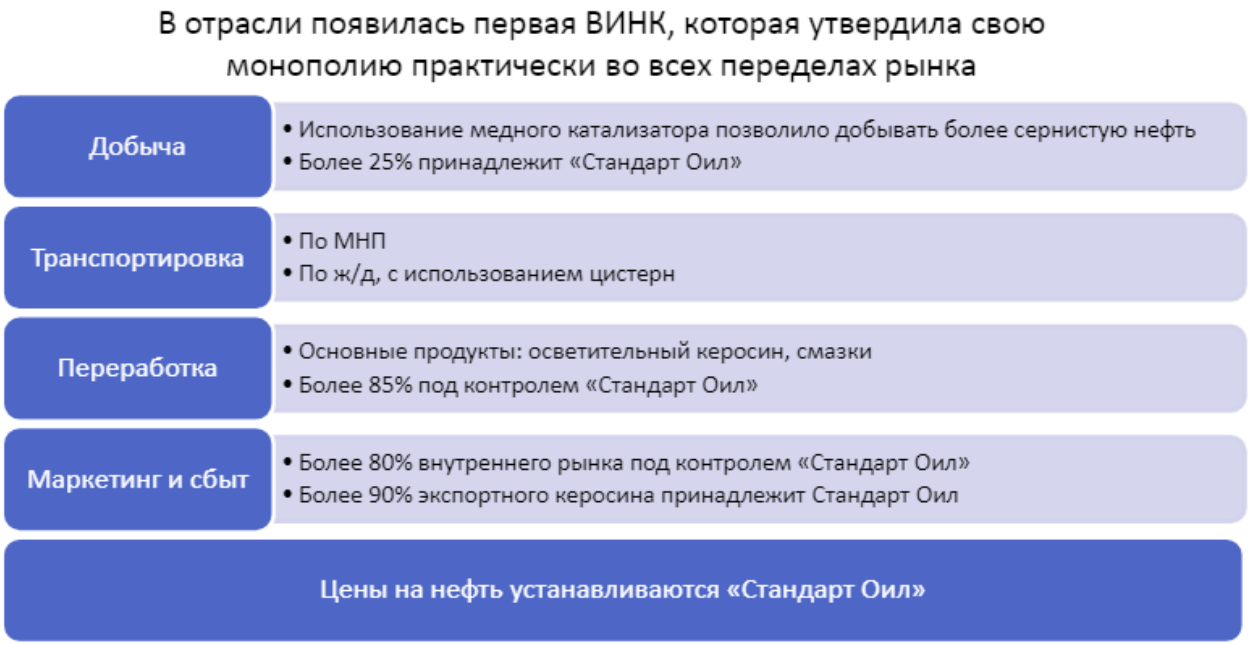
К 1880 году компания перерабатывала 95 % нефти, добываемой в США. В 1882 году создатель Standard Oil Джон Рокфеллер организовал Standard Oil Trust — группу из 40 корпораций индустрии, что давало ему возможность ***контролировать всю индустрию переработки нефти***. В 1894 году Рокфеллер стал первым американским миллиардером.
Стоит отметить тот факт, что Standard оказал огромное влияние не только на развитие корпоративной системы во всем мире, но и на развитие систем ***антимонопольного законодательства.***

Сначала в планах Рокфеллера было лишь консолидировать максимальное количество перерабатывающих мощностей и захватить рынок. Он сам был бухгалтер и его крайне раздражало, что происходило на рынке. Была большая конкуренция. Это не то, что вы читаете, если вы экономисты, о нормальном рынке. Была конкуренция, которая уничтожала пласты, заставляла скакать цену, что для рынка ужасно. В таких условиях нельзя ни добывать, ни перерабатывать. Производители не могли понять, что происходит, поэтому Рокфеллер задался целью консолидировать этот рынок и в 1870 году основывал компанию Standard Oil, которая далее послужила прародителем многих других компаний, которые существуют до сих пор. И за 10 лет уже 95% добываемой нефти в США перерабатывается Standard Oil. История про эту компанию и о ее распаде также большая, долгая. В итоге Рокфеллер создал первую монополию, первую вертикально интегрированную компанию на рынке. От переработки он перешёл к сговору с железнодорожниками и демпингованию, что не давало другим производителям и переработчикам нормально транспортировать нефть.

Ближе к 1880-м годам становится понятно, что объемов переработки очень много, а добычи стало меньше. Переработчики начинают понимать: если у тебя нет сырья, то перерабатывать нечего. Они начинают консолидировать нефтяные активы, проводят первые слияния и поглощения, используя разные методы и подставные компании, и в этот момент зарождается сам нефтяной бизнес. Пожалуй, он и мог зародиться только в США, за счет менталитета этой страны.

Схематично промежуточные итоги развития нефтяной отрасли к 80-м годам XIX века изображены на Рисунке 1.3.8.

Рисунок 1.3.8. Нефтяная промышленность США на конец 80-х гг. XIX века



Нефтяная отрасль очень рано стала иметь глобальный характер

К 1884 году при первом американском миллиардере – Рокфеллере – и его компании Standard Oil нефтяная промышленность выглядит так: добыча расширяется, расширяются технологии. В той же Пенсильвании нефти стало меньше, но её нашли по соседству. Правда, найденная нефть была сернистой, и это было огромной проблемой, так как сера негативно влияла на качество керосина. Однако был запатентован медный катализатор, что позволило резко нарастить добычу нефти. Что касается корпоративной структуры, то в добыче все не так плачевно, как в переработке: не 80-95%, а чуть больше 25% принадлежит Standard Oil, хотя это тоже много.

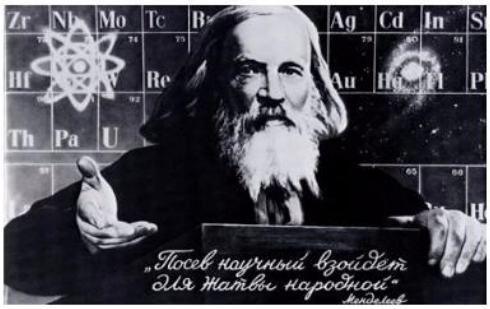
В этот же период создаются первые магистральные трубопроводы, длинные, порядка 100-150 км. Если для России это сейчас называется «ответвление», то тогда считалось длинным трубопроводом. И что важно, на железной дороге начинают использовать **цистерны налива**, это огромная экономия. Это не бочка, для транспортировки которой нужны грузчики. Это цистерна, в которую можно просто налить продукт, что экономит время и деньги. В переработке, с точки зрения выхода продуктов, пока перемен нет, однако переработка становится монополизированной.

Появляется маркетинг и сбыт. С появлением Standard Oil возникло понимание, что мало добыть и переработать, это еще нужно продать. Как показано на Рисунке 8, 80% принадлежит Standard Oil, что не удивительно. Начинаются первые экспортные поставки из США. Они направлены в Европу, что вполне логично, так как в Европе изобретена керосиновая лампа, но не хватает сырья. Цены на тот момент устанавливал Standard Oil. Итак, уже в 80-е годы уже позапрошлого века нефть вышла на глобальные рынки.

В это же время начинается добыча нефти в России, детали о которой есть на Рисунке 1.3.9. По данным бывшего наркома нефтяной промышленности Байбакова, первая буровая скважина была пробурена у нас примерно в 1864-ом году. Опять же, есть много версий. Я взяла наиболее уважаемый источник. Самое интересное для нас – как это происходило в Российской империи? Долгое время добыча толком не велась, ведь отрасль была полностью закрыта для иностранных инвестиций. Добычу стимулировал указ, который разрешил иностранным инвесторам выходить на российский рынок.

Рисунок 1.3.9. История нефтяной промышленности в России

Впервые в России бурение скважин на нефть с заменой ручных средств труда машинами было начато в 1864 г. на Таманском п-ове и Кубани.
А.Н. Новосильцев впервые в России применил способ разведки нефти «через буровые скважины, выдалбливаемые в земле большим тяжелым долотом, приводимым в движение паровою или какой-либо другою машиною», - писал Д.И. Менделеев.



В книге «Дело жизни» Н.К. Байбаков пишет: «По документам Краснодарского краевого архива известно, что промышленное бурение на нефть ударным способом впервые в нашей стране было осуществлено в 1864 г. в начале на западе Таманского полуострова, а затем у реки Кудако».

Все началось в Баку, где уже давно были известны выходы нефти на поверхность. Пришли братья Нобели и многие другие нефтедобытчики. Одни взрывали, другие добывали. Первые скважины были пробурены в 1871 –1872 годах, а в 1873-м действовали уже более двадцати мелких нефтеперегонных заводов. Очень быстро российская нефть вытеснила американский керосин (весь Санкт-Петербург до этого снабжался американским керосином). **Мы начали снабжать собственный рынок**. Однако расположение Баку было сложным, главная проблема – как вывезти оттуда нефть. Расстояния колоссальны, на тот момент о дорогах говорить не стоит. Транспортировка по железной дороге была дорогой. Многое зависело от погодных условий – по рекам нефть сплавлять можно было только в течение 6 месяцев.

В 1889 г. «Братья Нобель» проложили через горы трубопровод длиной 60 км. Исход дела решило использование четырех тонн динамита Альфреда Нобеля. Возникла проблема: нефти много, но не хватало денег для постройки инфраструктуры для экспорта. И тут на арену вышли Ротшильды. В последнее время, к сожалению, эти фамилии связывают со всякими теориями заговора. Ротшильды стали инвесторами, что позволило наращивать объемы поставок экспорта в Европу. Регион был заинтересован в этом. Начинаются активные инвестиции

российских нефтедобытчиков в российскую нефтедобычу, что позволяет экспортировать керосин на европейские рынки. Тут же в структуре экспорта нефти падает доля США и возрастает доля России. Доля Америки в мировой торговле осветительными маслами упала с 78% в 1888 году до 71% –в 1891-м, тогда как доля России выросла с 22% до 29 %. И к концу 1880-х годов появляется глобальный рынок, демпинг цен, ценовая конкуренция. Долгий период, который характеризовался тем, что были взлеты и падения цен, но основная тенденция была в том, что компании производителей постоянно снижали цены на нефть, для того чтобы захватить рынок. За это время быстро поднялась Российская нефтедобыча, что показано на Рисунке 1.3.10.

Рисунок 1.3.10. Добыча нефти в Российской Империи

Компания Royal Dutch Shell появилась путем слияния транспортной компании Shell и Royal Dutch. Большую роль она сыграла в том, что был построен первый танкер, на котором начали транспортировать нефть в Азию, причем строили его под российскую нефть, потому что поняли, что есть еще большой азиатский рынок. В нем были заинтересованы, и это был большой прорыв. Сама конструкция танкеров была новая: просто взять баржу и нагрузить на нее бочки – так делали в США – было опасно. Новая конструкция танкера позволяла провозить нефть на дальние расстояния. Это было безопаснее. Это изобретение совершило прорыв в морской транспортировке.

Появляется новый игрок на рынке – Shell, который вступил в гонку. Изначально компания занималась транспортом и сбытом. Royal Dutch Shell была первой компанией, которая пришла в Азию. Почитайте книгу Д. Ергина "Добыча". В ней описано много столкновений и перипетий нефтедобытчиков в Азии. Зарождению нефтедобычи в этом регионе мешали банальная малярия, лихорадка и прочее.

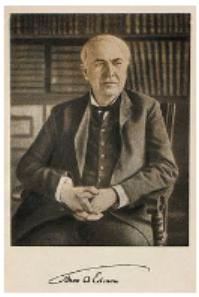
Рисунок 1.3.11. История Royal Dutch Shell

История образования компании Royal Dutch Shell – слияние двух независимых нефтяных корпораций, имевших значительные мощности по добыче и переработке (Royal Dutch) и транспортировке (Shell) в единую вертикально интегрированную корпорацию, которая могла противостоять американскому Standard Oil. Фактически, именно в этот момент выявилась склонность отрасли к вертикальной интеграции и была произведена ***первая сделка по слиянию и поглощению в нефтегазовой сфере.***

Первый в мире нефтяной танкер «Мюрекс» 1892 г.

Значительные транспортные мощности Shell создали для новой компании ***конкурентные преимущества*** на мировых рынках. К концу 20-х годов прошлого столетия «Шелл» вышел на первое место среди нефтяных предприятий – на его долю приходилось 11% общемирового объема добычи сырой нефти и 10% наливного тоннажа.

Рисунок 1.3.12. Три ключевых человека



Томас Алва Эдиссон (1847 – 1931). В 1877 году Эдиссон обратился к проблеме электрического освещения. В 1879 году результатом его исследований стал небольшой предмет ***коренным образом повлиявший на спрос на нефть и нефтепродукты***. Лампа накаливания в рекордные сроки заменила керосиновые светильники и нефтяные компании понесли огромные убытки. В ту пору единственным целевым продуктом переработки был осветительный керосин и любой нефтепроизводитель готов был прыгать от счастья, если ему удавалось продать бензин дороже 2 центов за галлон. Именно Томас Эдиссон создал электроэнергетику, как отрасль.

Фактически, Эдиссон ***вывел один из главных постулатов инновационного менеджмента***:

«Нам нужно разрабатывать вещи, имеющие коммерческую ценность. Мы не можем поступать, как старый немецкий профессор, который проводит жизнь в изучении пушка на брюшке пчелы, пока у него есть черный хлеб и пиво!»

Генри Форд (1863 – 1947). Бывший главный инженер Edison Illuminating Company. Бросил работу, чтобы заняться проектированием, производством и сбытом приводимого в движение бензином экипажа. В 1900 году количество зарегистрированных автомобилей в США составило 8000 экземпляров, а в 1912, - 902000 экземпляров (в 112 раз больше). ***Окончательный скачок спроса на бензин*** произошел после 1913 года, когда Генри Форд внедрил на своем автомобильном гиганте конвейерный способ производства и мир охватила первая волна «автомобилизации». По сей день транспортный сектор является крупнейшим сектором потребления нефти.

Генри Форд был одним из первых промышленников, кто задумался о ***социальном позиционировании собственного предприятия***, как он сам говорил:

«Бизнес, который не производит ничего кроме денег - пустой бизнес»

Уинстон Черчилль (1874-1965). Британский военный и политик положил начало эры нефти, как основного стратегического военного топлива. Адмирал Черчилль накануне Первой Мировой Войны провозгласил максиму, применимую не только к вспыхнувшему вскоре мировому пожару, но и ко всему, что последовало на многие десятилетия вперед, поскольку нефть означала господство на протяжении всего XX века.

Великобритания должна была положить «нефть в основу своего господства на море… Господство – вот цена этого предприятия».

Итак, на рынке 2-3 крупных игрока, которые добывают и перерабатывают нефть, цены регулируются и спрос есть только на осветительный керосин. Но здесь появляется господин Эдисон и фактически убивает едва зародившуюся нефтяную промышленность изобретением электрической лампочки. Нефтяники были в панике – вложено много денег.

На помощь им приходит не менее известный человек – Генри Форд со своим изобретением ДВС. Изобретение ДВС дает толчок для развития переработки нефти, так как керосин нельзя использовать в качестве топлива для двигателя. И начинается переработка бензиновой фракции, разрабатываются новые технологии. Самое интересное, что автотранспорт тоже принимали не сразу, так как изначально он ездил медленно. Когда состоялись первые мотогонки, зрители смеялись и кричали "Пересядьте на лошадь!".

Однако в момент землетрясения в Нью Йорке автомобили помогли. Люди, у которых был частный автотранспорт, стали перевозить пострадавших, гуманитарную помощь. Тогда люди поверили, что автомобили практичнее лошадей. Это очень помогло развитию автомобильной промышленности. Помимо Генри Форда, Черчилль перед Первой мировой войной говорил о том, что нужно переводить флот на мазут, т.к. до этого корабли ходили на угле, а у мазута больше теплотворная способность. Мазут лучше горит, поэтому возрастает скорость и маневренность флота. Эти два великих человека и их изобретения перевернули нефтяную промышленность, т.к. не только керосин и смазка, теперь основными продуктами нефти стали еще мазут и бензин. Дизель появится позже, уже в период 2-ой мировой войны, когда начнут активно использоваться танки.

В это же время на арену выходит нефть из Ближнего Востока. Долго Уильям Д'Арси искал нефть в Иране. У него уже заканчивались деньги и уверенность в успехе предприятия. Даже главной проблемой были не деньги, а местное население, которое было против поисков нефти и просто не хотело, чтобы кто-то вторгался на их территорию. Однако в начале XX века появляется нефть Ближнего Востока. И уже 4 крупных игрока появляются на арене. Уильям Д'Арси — это прародитель British Petroleum.

Более того, с именем Д'Арси связана первая серьезная нефтяная концессия. Первый международный договор в нефтяной отрасли. Данная концессионная система будет властвовать долго в мире, где-то до 70-х годов, пока страны Ближнего Востока и Латинской Америки не начнут отстаивать свою независимость. И тогда эти концессии начнут упраздняться. Сейчас они выглядят совершенно по-другому.

Параллельно происходит эпохальное событие – масса антимонопольных разбирательств, и Standard Oil распадается. В результате расформирования возникли:

- Standard Oil, штат Нью-Джерси, стала ESSO, ныне Exxon
- Standard Oil, штат Огайо, стала Sohio

- Standard Oil, штат Индиана, стала Amoco
- Standard Oil, штат Нью-Йорк, стала Mobil Gas
- Standard Oil, штат Калифорния, стала Chevron
- Standard Oil, стала ConocoPhillips
- The Ohio Oil Company – чаще называемая просто «Огайо», продающая бензин под маркой Marathon. Компания теперь известна как Marathon Oil Corporation. Она часто конкурировала с основанным в штате отделением Standard Oil, Sohio.

С точки зрения капитала акционеры получили еще больше. Много известных компаний, которые существуют до сих пор, образованы из Standard Oil. Меняется ситуация на американском рынке, который становится более конкурентным.

Рисунок 1.3.13. Уильям Нокс Д'Арси

В 1900 году сэр Генри Вольф, бывший посол Великобритании в Персии, убеждает Д'Арси начать работы по разведке запасов нефти в Персии.

28 мая 1901 года Д'Арси подписывает с шахиншахом Персии Музаффар-ад-Дин Шахом и его министром Мохассадом Голи Маджджом соглашение, по которому шах получал 20,000 фунтов наличными, столько же в виде акций образуемого предприятия, 16% от годовой чистой прибыли. В свою очередь Д'Арси получил концессию охватывающую 75 % площади страны на 60 лет. Бытует мнение, что шах перед подписанием концессии долго колебался, но дело было решено 5,000 фунтов стерлингов, брошенных на стол перед шахом «посланцем Д'Арси». Так была подписана ***первая в мире нефтяная концессия.***

Уильям Нокс Д'Арси

На первом этапе кампания британца провалилась: **«Бездонных кошельков не бывает, и я уже вижу дно»** – говорил Уильям спустя несколько месяцев бесплодных поисков нефти в Иране. Стоимость бурения двух скважин должна была обойтись ему в 10,000 фунтов стерлингов... За два года концессии он потерял более 200,000.

Нефть была найдена только в середине января 1904 года. Концессия Д'Арси была продана британской Бирма Ойл Компани.

Впоследствии в 1909 году была образована Англо-Персидская нефтяная компания, переименованная впоследствии в British Petroleum.

BP была одной из первых компаний, ***диверсифицировавших свою маркетинговую стратегию***. Так, весь бензин, керосин и сырая нефть реализовывались через подразделение Англо - Голландской Shell, сама BP имела право реализовывать только мазут, спрос на который в те годы для нужд флота был невероятен.

Рисунок 1.3.14. Соглашение Акнакарри

Соглашение Акнакарри от 1928 года отводило каждой компании конкретную квоту на продажу нефти в сегментах рынка за пределами США.

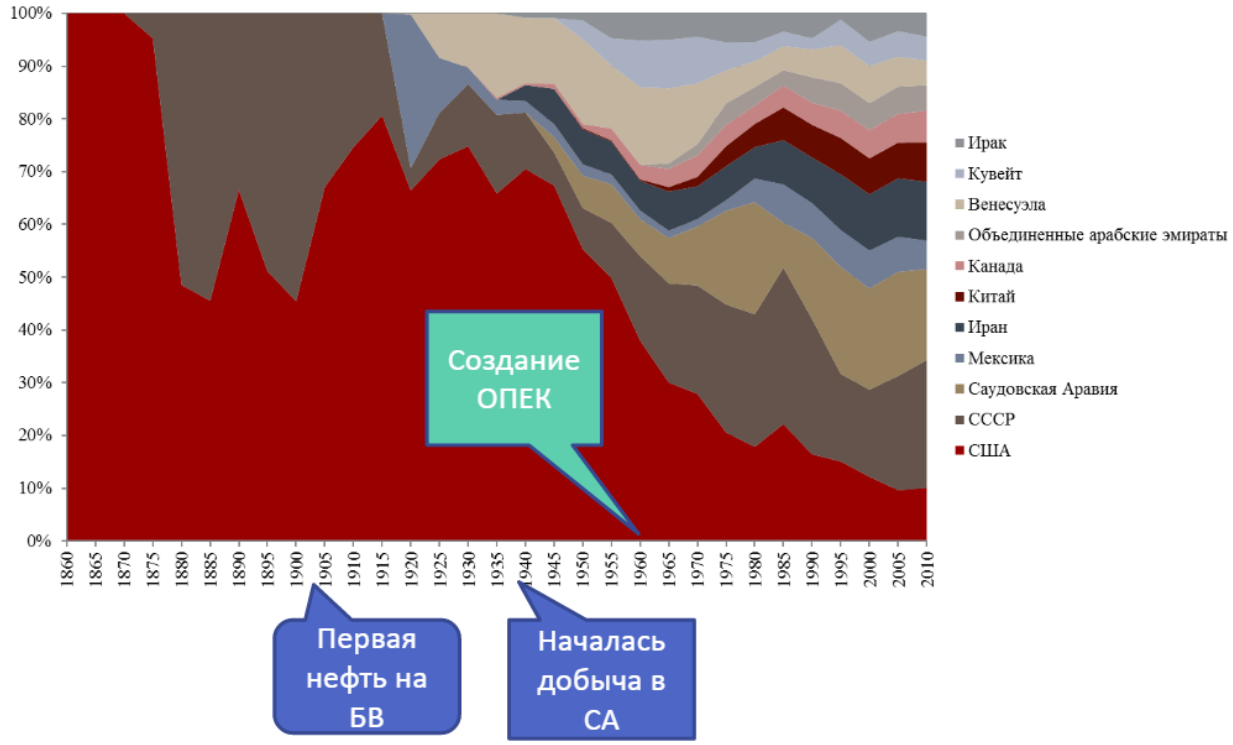
Первоначально в состав картеля входили:

- Exxon (SO Нью Джерси)
- Mobil (SO Нью Йорк)
- Texaco
- Royal Dutch Shell
- BP (бывшая APOC)
- Gulf
- Standard oil of California (будущий Chevron)

В США 7 крупных компаний (см. Рисунок 1.3.14) подписали Акнакарское Соглашение, которое поделило рынок, устанавливают квоты на поставки нефти. Несмотря на это, ценовая война продолжилась: продолжался постоянный демпинг цен, если не на нефть, то на продукты переработки.

В это время появляется первая нефть на Ближнем Востоке. Это большой период, потому что во время Первой мировой и Второй мировой войны увеличивается добыча, т.к. появляются не только танки, появляется авиация, которые требуют керосина и бензина. Еще пока нет того керосина и бензина, которым заправляют современные самолеты. Добыча в Саудовской Аравии начинается достаточно поздно, только в 1935 году – см. Рисунок 1.3.15.

Рисунок 1.3.15. Соотношение мировой добычи нефти между ведущими странами-производителями



В это время рынок не меняется. Есть 7 сестер – 7 компаний. Рынок наращивает объемы добычи, находят нефть в Азии, на Ближнем Востоке, в России. И вот важное событие на рыке — это создание ОПЕК. Откуда взялся ОПЕК? На тот момент он был не производителем, а просто ассоциацией государств, которые пустили к себе зарубежные компании на условии концессии. Государства даже не устанавливали цену, а устанавливали ее производители. И в этой постоянной борьбе за рынок, в постоянном демпинге, в 1960 году компании начинают снова снижать цены на нефть, что бьет по бюджету стран ОПЕК. Вопрос наполнения бюджета стран Ближнего Востока, плюс Венесуэла, стоял еще с самого начала. После войны восстанавливается уровень добычи нефти в СССР. СССР выходит на рынок и так же демпингует.

Несколько стран (Ирак, Иран, Кувейт, Саудовская Аравия и Венесуэла) решают создать ОПЕК. Однако в 60-ые годы ОПЕК – это не та страшная организация, которой пугают детей нефтяников, а джентельменское соглашение. Компании согласились, что они будут с ними советоваться по поводу цен на нефть, что стало большим шагом для последующего отстаивания независимости этих стран. В период с 30-х по 60-е годы в 5 раз вырастает спрос на нефть, которая становится крайне важным товаром и стратегическим ресурсом. Именно поэтому эти страны решились на этот шаг.

Было много кризисов, борьбы на Ближнем Востоке, есть масса представлений о том, с какой стороны можно взглянуть на развитие нефтяной промышленности. Но я предлагаю смотреть именно с ценовой точки зрения.

Рисунок 1.3.16. ОПЕК. Мировой спрос на энергию

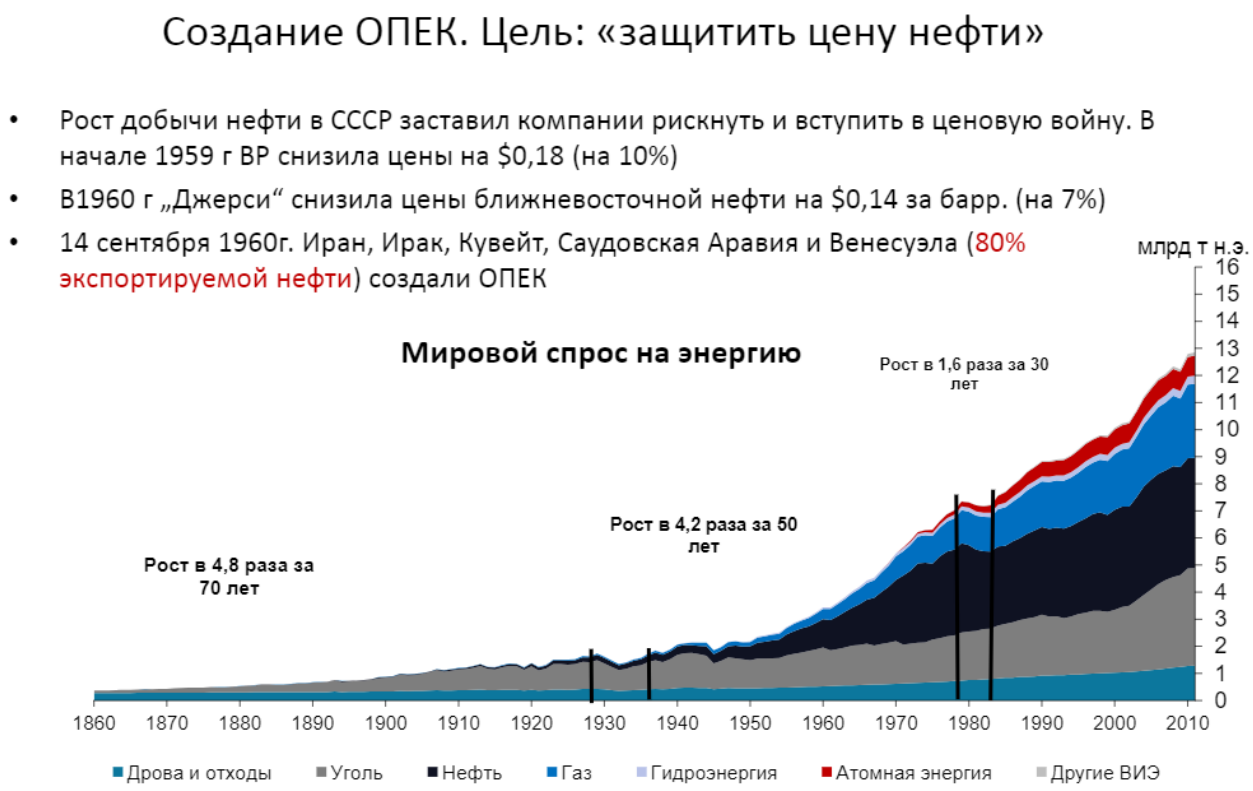
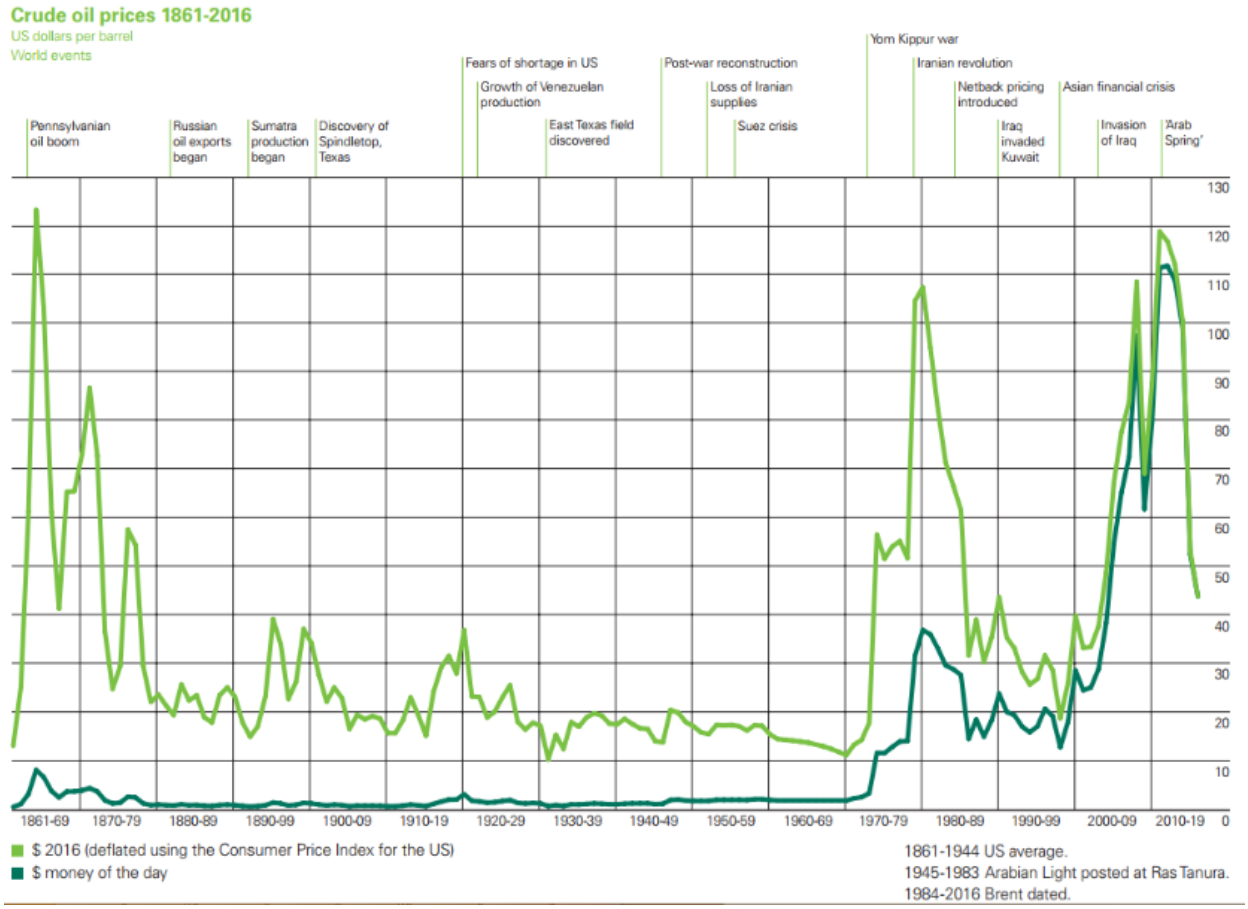


Рисунок 1.3.17. Цены на сырую нефть, 1861-2016



ОПЕК была организация со стороны производителей, с желанием контролировать цены. Это 1974 год – в то время происходит много событий на Ближнем Востоке, которые влияют на цену. Цена начинает расти, ОПЕК вводит квоты и в этих условиях потребители становятся зависимы от производителя. На тот момент это рынок производителя, и ОПЕК наращивал свою силу. Фактически, когда ОПЕК решил квотировать добычу нефти, это стало отправной точкой создания картеля. До 70-ых годов это был просто клуб по интересам.

Параллельно с ОПЕК появляется **международное энергетическое агентство (МЭА)** – см. Рисунок 1.3.18. Сегодня, наверное, все читают их прогнозы, но они занимаются не только этим. Они действительно смогли скоординировать потребителя нефти и разработать механизмы по распределению энергоносителей. Тогда уже зарождались вопросы межтопливной конкуренции, энергоэффективности. Буквально через 5 лет после создания МЭА спрос остановился и даже пошел вниз, что обеспокоило членов ОПЕК, который стал намного больше. На тот момент они действовали достаточно топорно, просто устанавливали квоты.

МЭА стало крупной платформой, которая значительно поменяла мир энергетики на тот момент. Когда ОПЕК входит в силу, важным событием является рост добычи в странах не ОПЕК, находящихся в северном море, растет добыча в СССР, растет добыча в Мексике.

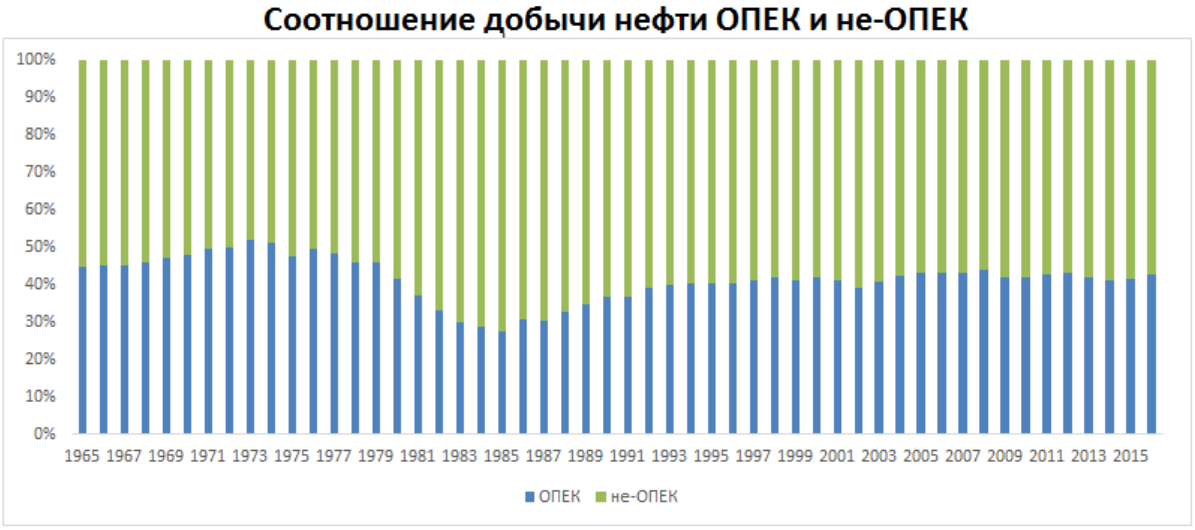
Рисунок 1.3.18. МЭА и Мировой спрос на нефть

- МЭА стало средством координации между западными странами и ориентирования их энергетической политики в одном направлении.
- Были разработаны механизмы действия программы распределения энергоносителей на случай чрезвычайного положения, а также планы создания контролируемых правительствами стратегических резервов нефти для восполнения нехватки при срыве поставок.
- Помимо этого МЭА стала и платформой для дискуссий по оценке политики государств и по научно-исследовательским разработкам в области обычных и новых энергоносителей.

К середине 70-х годов доля ОПЕК снижается в общей добыче, доля стран не ОПЕК увеличивается, что видно на Рисунке 1.3.19. Власть ОПЕК уменьшается за счет того, что на карте появились новые страны, в которых добывается нефть. К 1979-му году многие страны Ближнего Востока становятся независимыми. Прекращается доминирование «7 сестер», появляется много компаний, какие-то из них вертикально интегрированы, какие-то просто отдельно занимаются добычей или переработкой. Рынок становится более разнообразным, более насыщенным. Однако все помнят и долго говорят о том, что нефть – стратегический товар, который необходимо контролировать.

Рисунок 1.3.19. Появление картеля

- В марте 1982 г. ОПЕК, которая в 1979 г. производила 31 млн барр./сут., установила общий для своих членов лимит в 18 млн барр./сут.и квоты для каждой отдельной страны, за исключением Саудовской Аравии, которая должна была регулировать объем нефтедобычи в целях поддержания всей системы.
- Рост добычи нефти в странах, не входящих в ОПЕК увеличил количество игроков на рынке. Доминирование ВИНК в отрасли снижалось, нефть превращалась в товар, а нефтяной рынок в рынок потребителя



Министр нефтяной промышленности Саудовской Аравии : „Следует помнить, что нефть – это не обычный товар, как чай или кофе. Нефть – это товар стратегический.

В 80-х годах осуществляется первая спотовая поставка нефти из Мексики, в 1983 году происходит такое событие, которое повлияло на современный рынок – Нью-Йоркская товарная биржа (NYMEX) начинает снова торговать фьючерсами на нефть, практически через 100 лет после продажи первых фьючерсов на нефть. Это сильно подорвало власть ОПЕК, т.к. баррель нефти теперь можно было купить и продать несколько раз, причем с огромной прибылью, идущей трейдерам и спекулянтам. Более того, эта торговля давала более объективную информацию и казалась многим производителям более справедливой. Из-за этого многие производители захотели устанавливать цены на нефть на NYMEX.

На Рисунке 1.3.20 вы видите, как вообще развивалось ценообразование в глобальном смысле. Как вы видите, все время до появления биржи в целом цены устанавливаются то компанией, то перевозчиками, то картелем. И лишь с 80-х годов начинается свободный рынок. NYMEX – это цены США, внутри США. Международные поставки сначала ориентировались на сорт WTI, потом появляется Brent. Но то, что происходит на внутренних рынках – личная история каждого производителя или потребителя. Здесь мы говорим о глобальном рынке.

Рисунок 1.3.20. Кем устанавливались цены на нефтяном рынке

Теперь поговорим о нефтедобыче в России.

Рисунок 1.3.21. Нефтегазовые проекты в России

Как мы и говорили, первая нефть — это Баку, первые нефтепроводы, и до революции большая часть нефти производится иностранными компаниями или за счет их инвестиций. После революции и Первой мировой войны отрасль становится национализированной. Дальше нефтедобыча переходит в район Уфы. Дальнейшее развитие связано с Уфой, причем здесь уже появляется И.М. Губкин, строится один из крупнейших НПЗ. Сегодня он также один из образующих в стране и ценообразование идет во многом от этого НПЗ – что зародилось почти 100 лет назад. Нефти в Поволжье не хватает, и добыча переходит в Западную Сибирь. Добыча сибирской нефти – это результат спора И.М. Губкина с его коллегами. Губкину говорили, что нефти в Сибири нет. Однако Губкин много ездил по США, общался с геологами и точно знал, что нефть там есть. В 1964-м году в Сибири начинают добычу нефти. Рост колоссальный, но опыт США не научил, что столь быстрая добыча приводит к высокой обводненности месторождения. Наши крупные месторождения были сильно обводнены.

Рисунок 1.3.22. История нефтедобычи в России до наших дней (тыс т левая ось) и зависимость от мировых цен (долл 2010/барр, правая ось)

Но, тем не менее, регион добычи разрастается, параллельно с этим идет добыча газа в том районе страны, где сейчас газа мало. Газ шел за нефтью везде, что логично. Поэтому я не буду на этом долго останавливаться. В советский период появляются основные регионы добычи. Сейчас ситуация меняется, добыча расширяется, есть новые перспективы – но это другая тема. ●

Рисунок 1.3.23. Структура управления нефтяной промышленностью

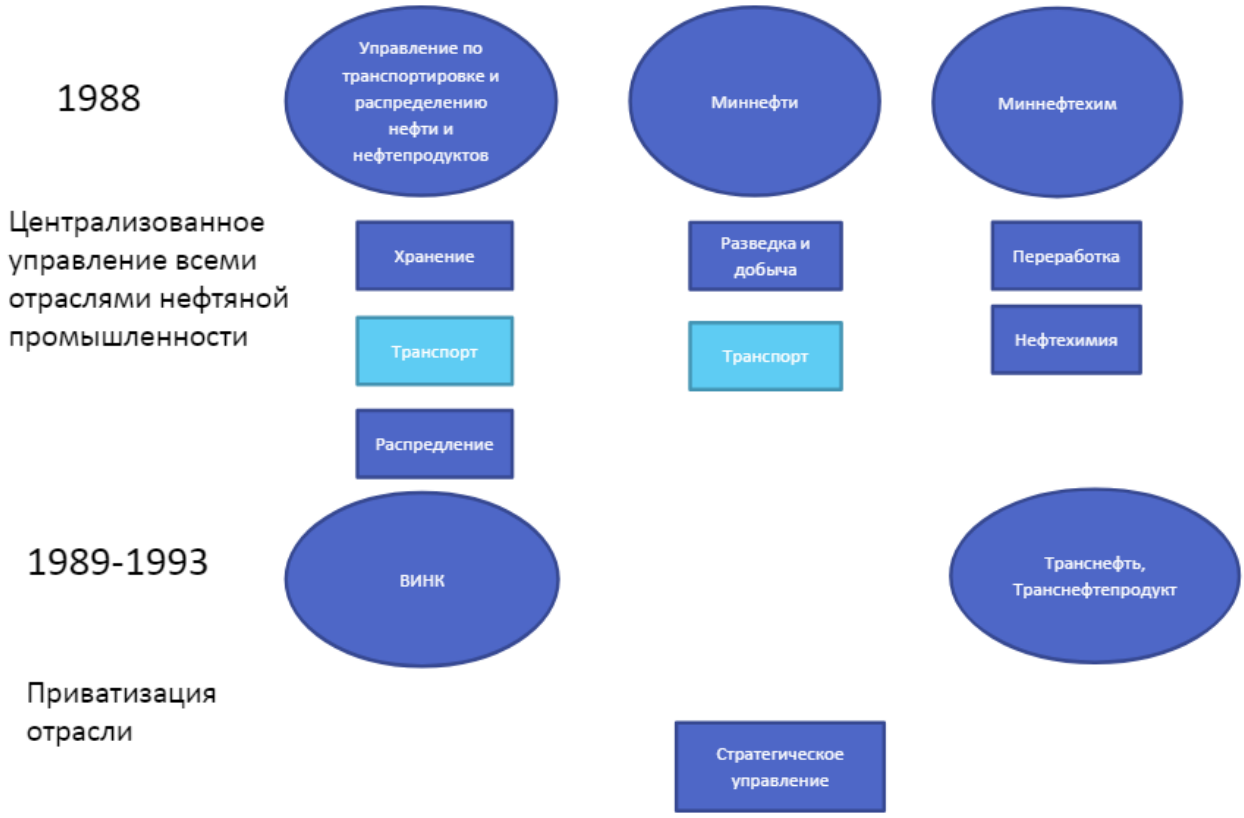
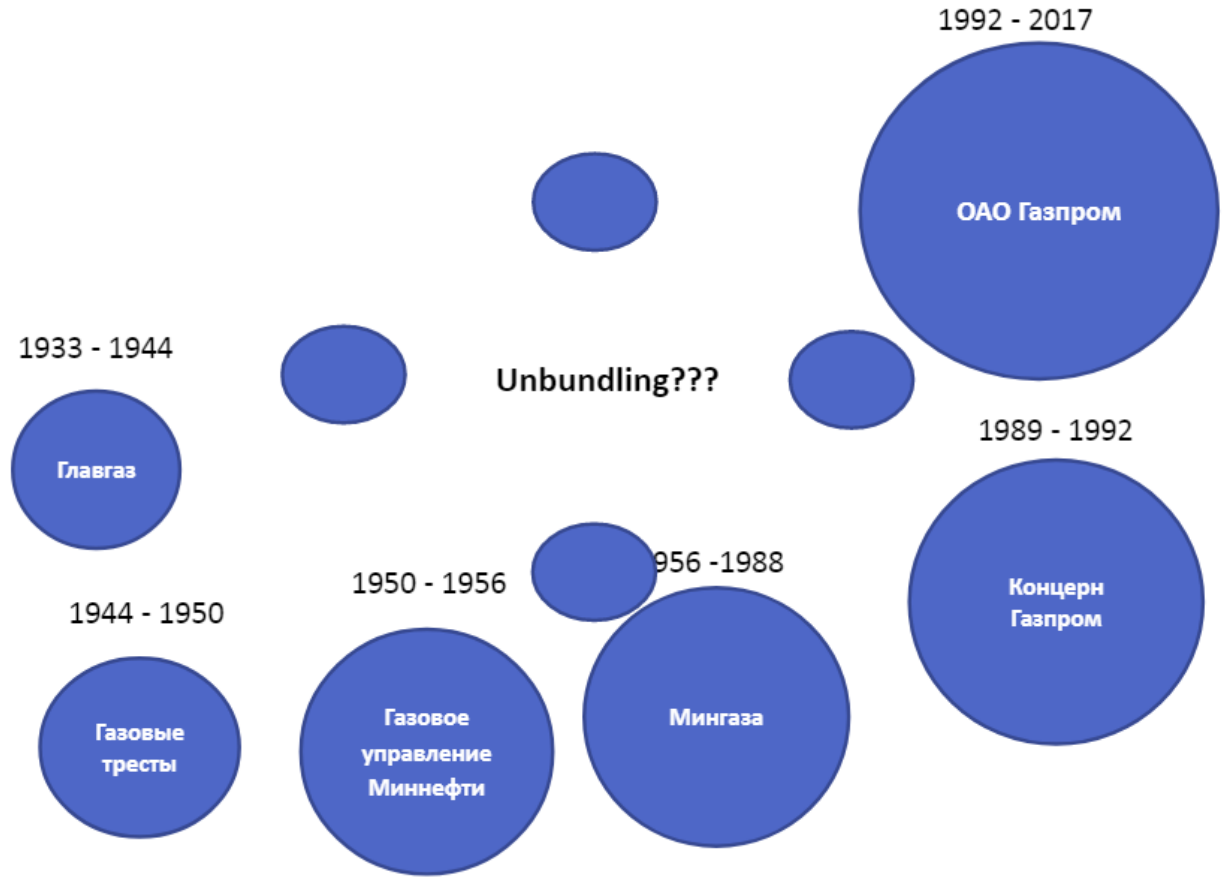


Рисунок 1.3.24. Эволюция отрасли



История мировой и российской газовой промышленности

д.т.н., проф. Роман Олегович Самсонов,
Руководитель направления «Газ и Арктика»
Энергетического центра Московской школы управления СКОЛКОВО

Начну с того, что порекомендую всем почитать трехтомник "История газовой отрасли России", который я попытаюсь сейчас изложить. Кто ленится, есть наша с Керим Исламовичем Джафаровым «История газового дела. Историко-технический очерк». Еще много чего полезного о газовой промышленности существует. Готовясь к нашей лекции, я понял, что, несмотря на свой бэкграунд, от аспиранта до генерального директора, я слишком мало знаю о газовой промышленности и о ее истории тем более. Тем не менее, я попробую. Вообще, курс мировой газовой промышленности в целом занимает, даже в сокращенных программах, 8 часов лекций и 8 часов домашних заданий. Учитывая то, что мы с вами еще будем встречаться, я сегодня постараюсь рассказать так, чтобы в следующий раз вам было интересно узнать, как это все работает. Один из вопросов, который меня мучает: что вы понимаете под термином "история мировой и отечественной газовой промышленности"?

Газовая промышленность, как промышленность, как структура, способная использоваться газ, именно в коммерческом смысле, действительно выросла из нефтяной промышленности. А с точки зрения использования газа, тут я бы поспорил, потому что на самом деле мы живем на стыке трех понятий: литосфера, атмосфера и гидросфера. При этом это все газ. И довольно серьезные полемики идут, касательно того, как это все произошло. Мы стали спорить – уголь раньше был или нет? Категорически настаиваю, что газ был раньше. И, если литосферу мы за 12 км научились прощупывать, очень великие умы до 600 км пытаются определить, что мы знаем, то гидросферу вообще знать не знаем, а она вся состоит из газа. В этом смысле, я попытаюсь как раз рассказывать не об истории становления мировых газовых промышленностей, потому что это был бы рассказ о становлении компаний, их укрупнении. Я заострю внимание на трех поздних периодах, когда был создан Мингазпром, и я в этот момент пришел в газовую промышленность.

Я – потомственный нефтяник в 4-ом поколении. И вот я стал газовиком. Я вам расскажу, как это все случилось, и подскажу, что будет дальше. Не думаю, что есть смысл пересказывать все те замечательные книжки, которые вам стоит прочитать, ведь история становления газовой промышленности, как и нефтяной, – это увлекательная вещь, которая позволяет понять, как формировалось общество, в том числе, и мировое. Фактически, это одно из самых высокодоходных, самых важных направлений человеческой деятельности. И когда пытаются журналисты говорить, что какая-то компания работает на какое-то правительство, так оно и есть, потому что это – крупнейший ресурс, который работает на правящую партию, на политику. А вообще, энергетика обеспечивает абсолютно всё, как социальную, так и реальную жизнь. И, если мы посмотрим историю становления мировой газовой промышленности, увидим, что соревнование шло всегда с

Америкой. Сейчас есть порядка 120 стран, которые имеют газовые ресурсы, которые можно спокойно отнести к странам, в которых вообще есть какая-то история газовой промышленности. За 40 минут я, конечно, не в состоянии все это охватить. Трехтомник достаточно простой и известный, он свежий, 2016 года. Называется «История газовой отрасли России». Я у себя в соц. сетях, всегда размещаю какие-то полезные ссылки. Хороший ресурс для газовой промышленности – это Международное энергетическое агентство (IEA), Международный газовый Союз (IGU).

Хочу затронуть основные аспекты. Предлагаю вам посмотреть фильм об исследовательской работе, которая проводилась в период, когда я возглавлял «Газпром ВНИИГАЗ». История становления Российской газовой промышленности связана именно с тем, что были созданы научные основы и принципы, которые позволили создать ту мощь и империю, которую мы с вами имеем.

Хотелось бы вам сказать, что именно история отечественной газовой промышленности – это постоянная борьба, преодоление, это тяжелейшие испытания, судьбы людей. Все, что мы сегодня имеем, создано руками и умом наших людей, ученых. Это они разогнали мощности и создали еще в СССР газовую промышленность, которая до сих пор кормит и греет нас и Европу. Крупнейшие газовые месторождения находятся в России, и то, что есть в других странах – например, известных вам Арабских странах – очень отличается. Принципиальный вопрос состоит в том, **какой газ - природный?**

Еще во 2-ом веке до нашей эры китайцы использовали и биогаз, и другие возможности для получения газа. Это было локальное применение газа. И, если вы пойдете в историю ДВС, то увидите, что первый двигатель был газовый. Все предыдущие годы, до нынешнего периода, были связаны с тем, что нам нужно было разрабатывать все месторождения с запасами, которые превышали триллионы. Естественно, создавалась технология для решения этих задач. Если с точки зрения промышленного применения, история приходит к выводу, что во всех видах техники и научно-технического прогресса в России что-то создавалось, а потом раз – и Америка внедрялась.

Все-таки у них изначально среда предпринимательская и мотивация другая. В 1821 г. во Фредонии в Пенсильвании (США) Уильямом Хертом была пробурена первая газовая скважина, и там же появился трубопровод. И вот началось применение в энергетике для освещения улиц и домов. Первой в мире компанией, занимавшаяся природным газом, стала "Фредония Гэс Лайт энд Уоркс".

Но все-таки, когда мы говорим о современной газовой промышленности, которая сформировала рынки и продолжает формироваться, мы имеем в виду именно 1946-ой год. Принято так разделять: история газа древняя, около 300 лет, история попыток использования газа больше 100 лет, а вот история современной газовой промышленности — это, наверное, последние 65 лет.

Обратите внимание, наши мыслители никак не отставали, Менделеев в 1876 году сформулировал подходы к тому, как промышленно и массово использовать газ. И одна из проблем у природного газа – все-таки мы стараемся говорить о природном газе, хотя это и несправедливо, т.к. фактически даже те, кто занимается газом, зачастую путают с одним из первых использований – это был попутный нефтяной газ, это совсем не одно и то же, что природный. А у нас используются газы, которые имеют происхождение искусственное. Это и металлургия, и коксовый газ, и синтетический газ. Газ — это огромный океан энергии, но, когда мы говорим о классической газовой промышленности, мы подразумеваем газовую промышленность, которая формируется для добычи и использования природного газа, для попутного нефтяного газа, и мы затронем сжиженый метан. Это – новый вид, форма использования, но газ остается газом.

Далее, с точки зрения исторического ракурса, метод нагнетать воздух в скважину формально родился в 1912 году в Америке. Там в местности Марриетта в Огайо Смит и Денн использовали первые компрессоры для нагнетания воздуха в скважины, вследствие чего повысилась добыча соседних скважин. С тех пор такой способ повышения добычи стал называться способом "Смита-Денна" или "Марриетта". Это уже промышленное использование, когда стали заниматься повышением производительности скважин.

Дело в том, что в 1900-1902 году в Баку как раз этот вариант уже пробовали. Но у нас, как правило, применят один раз и всё, а масштабное коммерческое применение начинается в Америке.

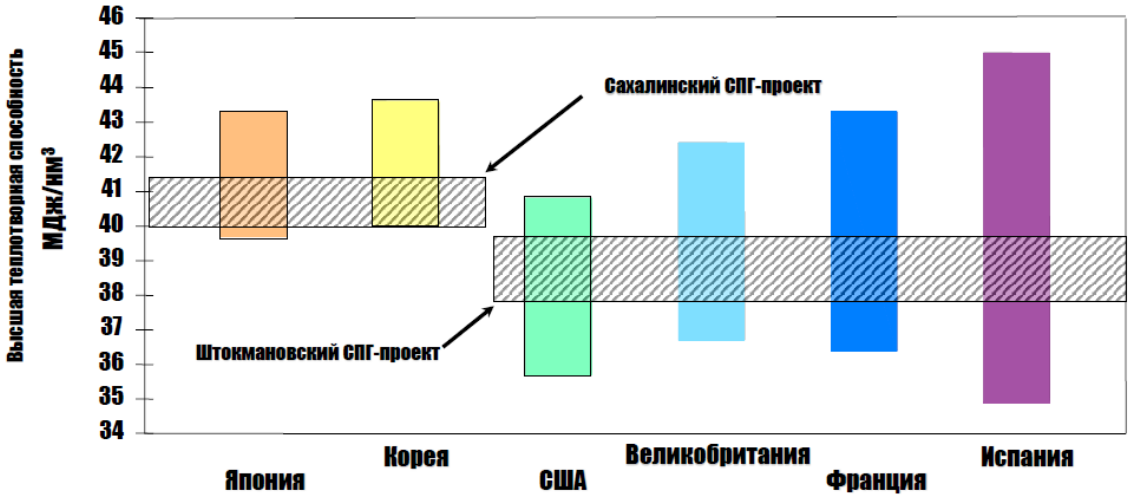
Много примеров приводить не буду, т.к. в книгах все подробно описано. Я все-таки уделю внимание именно тому, какая газовая промышленностью у нас существует. Важно понимать, что газ нам дает, почему он так важен. Я беру простой источник, публичный, он вам все подробно покажет — см. Рисунок 1.4.1.

Газом можно обеспечивать и жилые дома, и коммунальный бытовой сектор. Если у вас есть газ и он достаточно дешевый, то, кто владеет газом, тот владеет всем миром, т.к. можно разные виды бизнеса развивать, много направлений. Он дает колоссальные возможности. Если газ дорогой, это уже другая история. Поэтому, когда спрашивают, нужен ли вам газ и заинтересованы ли вы в развитии газовой промышленности, то люди, которые занимаются этим, серьезно отвечают, что им нужен газ с той ценой, которая позволяет его активно использовать. Именно разность цен является сегодня стимулом для развития альтернативных источников энергии.

Рисунок 1.4.1. Применение кубического метра газа

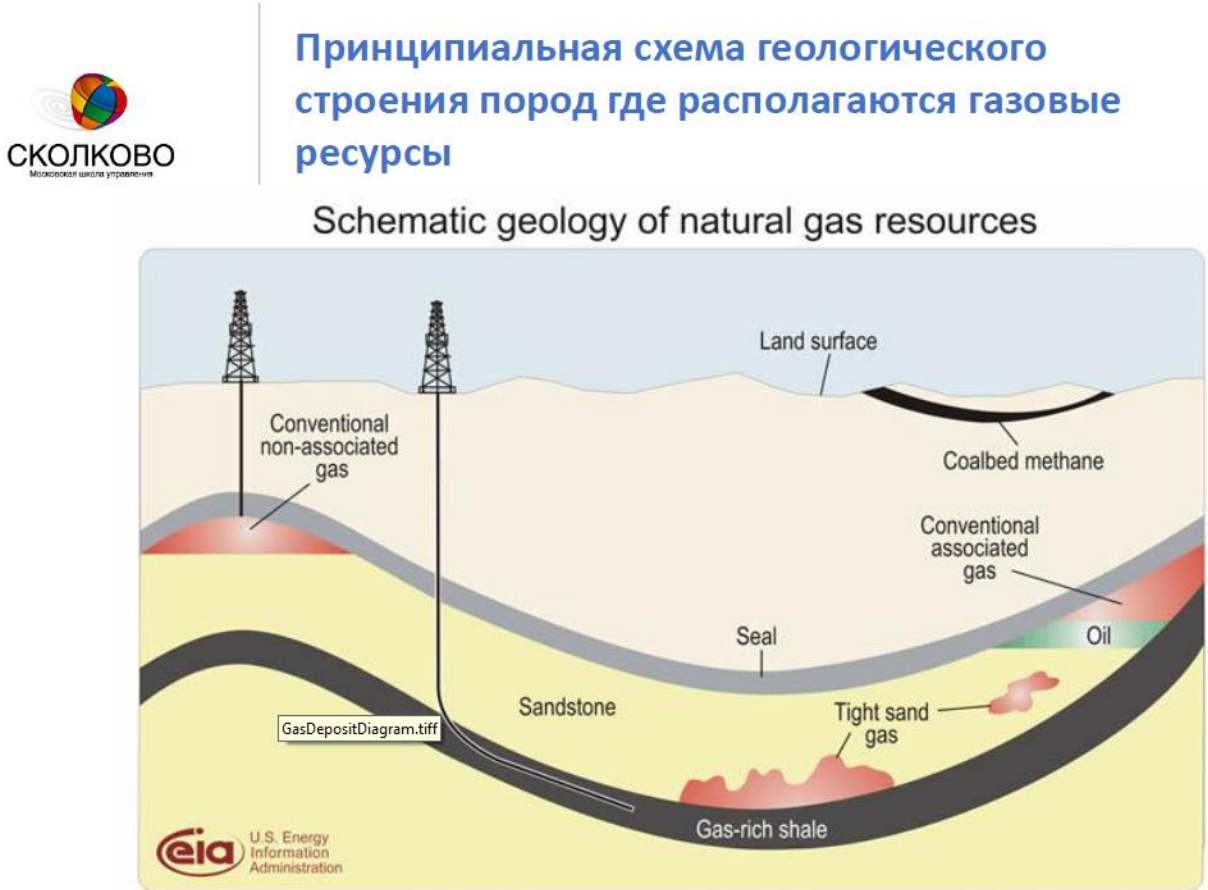
Есть важное понятие, которое определяет и классифицирует, и загоняет в понятие промышленность отрасли – это **теплотворная способность сетевого газа** — см. Рисунок 1.4.2.

Рисунок 1.4.2. Требования по теплотворной способности сетевого газа в различных странах мира



Проще говоря, если у вас дома есть конфорка (газовая плита), вы используете газ для горения, готовки, то это идет не чистый газ, который вы получаете с месторождений. И вы не можете получить чистый газ с месторождений сразу. С ним много чего нужно сделать – это является той проблемой, которую решает газовая промышленность, и вот почему это все дорого. У большинства из вас, наверное, представление такое, что газ – это некая «газовая шапка» в полости месторождения. Если вы создадите подземное хранилище газа в солевых месторождениях, можно, образно сказать, что он такой там будет без пор. Но на самом деле, геологические структуры очень сложные, из которых нужно этот газ добыть. Мало того, нужно этот газ сушить, обработать, разделить и одна из проблем газовой промышленности состоит в том, что вы не можете его сразу транспортировать в том виде, в котором вы его добыли. Нужно провести подготовку, если вы этого не делаете, то все равно жидкость, что вы получаете, вы должны разделить и что-то с ней сделать. Это довольно дорогое удовольствие. Это откладывает отпечаток на инвестиционные программы.

Рисунок 1.4.3. Принципиальная схема геологического строения пород, где располагаются газовые ресурсы



Хочу обратить ваше внимание, что получение качественного газа, сухого было связано с теми гигантами, которые были показаны в фильме. Прежде всего гигантское Уренгойское месторождение — это сеноманский газ, который не нужно особо

подготавливать. Он нам помогал долгие годы решать такие вопросы.

Таблица 1.4.1. Крупнейшие газовые месторождения мира

Крупнейшие газовые месторождения мира			
Месторождение	Страна	Год открытия	Запасы, млрд м³
Северное	Катар	1971	10640
Уренгойское	Россия	1966	10200
Ямбургское	Россия	1969	5242
Бованенковское	Россия	1971	4385
Заполярное	Россия	1965	3532
Южный Парс	Иран	1991	2810
Штокмановское	Россия	1988	2762
Арктическое	Россия	1968	2762
Астраханское	Россия	1973	2711

За 40 лет существования современно газовой промышленности как в мире, так и в России, колоссально увеличилось производство газа. Это достигалось за счет гигантских месторождений. А переработка и остальное – с этим у нас проблема. Долго бытовала такая система: мы отдавали жирный высококачественный газ на экспорт. На территории Германии существуют 450 перерабатывающих заводов, в Америке – больше 500, а у нас от силы 25-30 заводов или серьезных мощностей. Это – проблема, которая накладывает отпечаток на качество газа для использования в энергетике и быту.

Поговорим о низкокалорийных газах – как правило, это шахтный метан – сегодня для его использования и для добычи нужны скважины. Одно время думали, что можно открытым методом собирать газ, но это оказалось неэффективно. Сегодня появление сланцевого газа связанно с появлением новых технологий. Почему до сих пор газовая промышленность так бурно могла развиваться? Газ можно назвать условно дешевым. Добыть его и транспортировать было достаточно просто и недорого. А сегодня таких возможностей фактически нет, поэтому, чтобы получать газ, который потребитель в состоянии оплатить и на его основе развиваться, — это проблема, которая спровоцировала гонку технологий и цен. Газовая промышленность — что мировая, что российская — стоит на пороге этой ситуации.

Хотел вам показать, что по нашей стране есть генеральная схема развития газовой отрасли, она касается не только «Газпрома», а и независимых производителей, и всех, кто с этим связан — см. Рисунок 1.4.4.

Рисунок 1.4.4. Генеральная схема развития газовой отрасли на период до 2030 года

Какая ситуация происходит с планированием? Несмотря на то, что Госплан у нас давно не существует, есть у нас государственные планы и энергетика, и планирование в энергетике было и будет. Повторюсь, что мы приступили к сложному этапу, когда гигантские месторождения заканчиваются и нужно основывать новые. Наше будущее в этом смысле – Ямал, Восточная Сибирь. Ежегодно нам нужно получать миллиарды кубов газа, научиться добывать, продавать по себестоимости, и в этом большая проблема. Хотелось сказать, что развитие газовой отрасли в России – это планируемая деятельность. В этом смысле, если сравнивать с той же Америкой, то там зарождение и появление газовой промышленности совершенно другое. Я при этом тогда присутствовал, им давали лекции примерно такого же просветительского плана, только более узким кругом. Американцам рассказывали, как планировать. Также китайцев научили, они тоже планированием стали заниматься.

Одна из проблем публики, что не участвует в отраслевых работах, —незнание тех сценариев и сюжетов, что закладывают ученые. Для представления: только в «Газпроме» работает 8 научных институтов и 15 проектных институтов. Когда я возглавлял проектные институты «Роснефти», там часть тоже была посвящена газовой программе. Сейчас там 23 института. Огромное количество умнейших людей занимаются изучением возможностей и планированием в этой области.

Я «подпорчен» информационными технологиями, вплоть до того, что у меня есть грамота за создание www.gazprom.com. Как только мы его создали, стали размещать на нём информацию о первом выпуске акций «Газпрома». Ни одно официальное мировое инфо-агентство не успевало разместить, а листинг шел на лондонской бирже. Это было принципиально. И вот моя испорченность информационными технологиями, вплоть до того, что я возглавлял государственный сектор BCS IBM Восточная Европы/Азия, предлагает вашему вниманию такой подход. Это больше из системной архитектуры. Газовая промышленность, российская и мировая, выполняет некоторое количество функций и состоит из разнообразных подотраслей – см. Рисунок 1.4.5.

Рисунок 1.4.5. Пример модели состояния мировой газовой отрасли

Для тех, кто не занимался стратегическим планированием и не понимает, чем отличается газовая промышленность от нефтяной, как раз необходимо понимание комплексности работ, которые нужно выполнять, для того чтобы получить газ и доставить потребителю. Без развития инфраструктуры потребления не может быть газовой промышленности.

Рисунок 1.4.6 представляет текущее состояние газовой отрасли в виде графа (с точки зрения моделирования потоков и влияния на рынке). Это такая форма, которую осмыслить одному человеку, который хоть и занимается рынком, сложно, но имеет смысл.

Есть ещё одно отличие от нефтяной промышленности. Оно связано с тем, что сегодня сумма нефтяных деривативов в 10 раз больше, чем нефти, которая продается на рынке. А с газом ситуация другая.

Рисунок 1.4.6. Представление мировой газовой отрасли в виде графа

Рисунок 1.4.7. Проекция связей в социальных сетях на примере Facebook

Мы находимся на пороге больших изменений и вполне возможно, что именно это влияние газа и его перспективы потребует другого подхода. Покажу вам пример из нашей жизни. Еще вчера никаких соц. сетей не было. Перед этим мы смотрели графы по распределению газа, так вот: если распределительную сеть всю положить в виде связей, то вы получите связи Facebook, только газовые — см. Рисунок 1.4.7. Газовые магистрали, которые

«Газпром» в операции имеет, составляют 165 тысяч км, а распределительные – 555 тысяч км — см. Рисунок 1.4.8. Это в 3 раза больше, чем наша граница. Почти под миллион километров трубопроводов в операционном обслуживании! И вот когда говорят, что у газовой промышленности нет будущего, у меня сразу возникает вопрос – кто это будет обслуживать и как оно будет работать? Это отдельная история. Если ваш просветленный мозг сможет все связи, которые на газовом рынке существуют, моделировать и отражать, это будет крайне интересно.

Рисунок 1.4.8. ЕСГ ПАО «Газпром»

На Рисунке 1.4.9 – одно из тех приземлений к жизни, которые мы используем, оптимальная схема газовой отрасли. Строить экономическую модель без схемы развития газовой промышленности и перемещения ресурсов весьма затруднительно. Сегодняшние вычислительные возможности, которыми мы обладаем, позволяют решать разные задачи, вчера невозможные. И все еще впереди. Поэтому я надеюсь, что из состояния рынка-базара мы все-таки перейдем к рынку, и он будет правильно управляем, будет гибким, будет интересным.

Зачастую от руководства «Газпрома» мы слышим такое высказывание, что «Газпром», должен обеспечить энергобезопасность страны. Мне, как человеку, который вырос вместе со становлением «Газпрома», не очень понятно, как же работает современная экономическая теория, когда есть задача акционерного общества. С одной стороны – энергобезопасность, с

другой – стоимость акции и ее доход. Я принадлежу к тому поколению и к тому разряду профессионалов, которые, разрабатывая эту тему, подключают новые современные мозги, дают рецепты.

Рисунок 1.4.9. Построение оптимальной схемы развития газовой отрасли на уровне страны

Есть рейтинг стран, обладающих газовыми ресурсами, есть первая 10-ка. Естественно, в этом «рейтинге» важны места. Главное соревнование происходит между Северной Америкой и Россией.

Именно так развивается газовая промышленность. Она не может развиваться без наличия инфраструктуры. В заключении хочется сказать: мы на пороге изменений. Сейчас у нас есть колоссальные возможности, разогнанные инвестиционными вложениями 2012-2013 года, переизбыток газа, который надо куда-то девать. Сегодня стоят задачи такие, как развитие переработки, газохимии и все, что с этим связанно. Кто-то может продолжить работать с газотранспортном, с распределением, подземным хранением газа, которые позволяют снимать пики и критические нагрузки. Это огромное направление. В заключении хочу сказать, когда мы во ВНИИГАЗе работали, у нас был газовый клуб, приходили замечательные люди. Редко где молодому человеку можно было поговорить с ветераном отрасли и спросить вживую о том, как первый раз был выход на Ямал. Была возможность обсудить вещи, которые даже в книжках не прочтешь, тем более интереснее с таким человеком вживую встретиться. В газовом клубе мы уже будем общаться не 40 минут, а больше. В общении появляются новые революционные решения, в которых мы нуждаемся. ●

Угольная отрасль

Перцовский Олег Евгеньевич,
Директор по научно-техническому развитию
Кластера энергоэффективных технологий Фонда «СКОЛКОВО»

Некоторое время назад я возглавлял Управление стратегии одной из крупнейших угольных компаний мира – СУЭК. И хотя сейчас углем я напрямую не занимаюсь, но постараюсь рассказать не столько про историю, сколько про то, что происходит с углем сейчас. Все вы неоднократно слышали про то, что это самый грязный вид топлива, про то, что он уходит в прошлое. Давайте сейчас попробуем разобраться, что такое уголь, где его используют, и какую роль он играет в мире.

Рисунок 1.5.1. Уголь

У меня презентация частично на русском, частично на английском. Но главное не столько слайды, сколько комментарии к ним. Вообще, существует несколько типов угля.

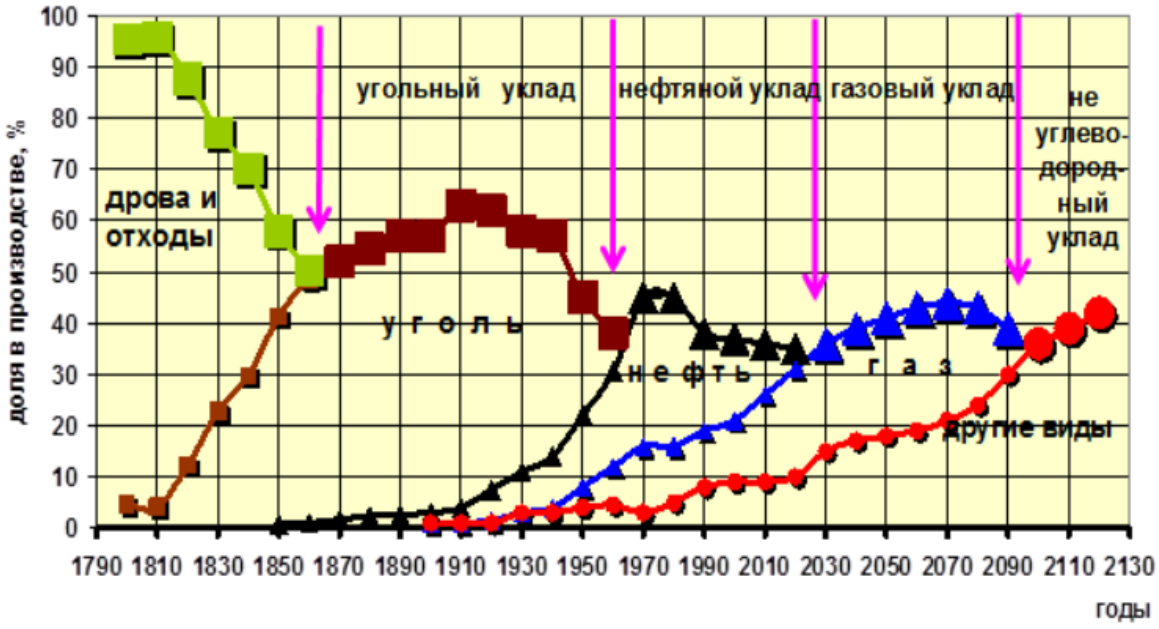
Уголь – это одна из форм углерода. Углерод бывает мягкий в графите, сверхтвердый – алмаз. И есть тот, который используют наиболее активно в промышленности – это уголь, который разбивается на два вида: **бурый** и **каменный**. Чем они отличаются? Тем, какая **там массовая доля углерода** и **сколько примесей**, сколько золы, воды.

А с точки зрения физических отличий и происхождения разные виды угля связаны с тем, **на какой глубине**, **при каком давлении**, **при какой температуре** и **сколько времени под землей** спрессовывалась исходная углеродная масса. В

зависимости от этого получались разные характеристики угля. **Бурый уголь** – это относительно молодой, сырой уголь, который еще не очень плотный, в нем много влаги. **Антрацит** – это почти чистый углерод.

Если говорить о том, как развивалась энергетика, и какое место в ней исторически занимал уголь… Посмотрите на Рисунок 1.5.2, я взял его у Юрия Анатольевича Плакиткина, заместителя директора института энергетических исследований Академии наук. Это схема того, как менялись доминирующие виды топлива в энергобалансе.

Рисунок 1.5.2. Энергетические уклады. Источник: Ю.А. Плакиткин



До середины XIX века человечество использовало дрова. Все было просто. Это как раз и был дровяной уклад. С начала XIX века начало расти использование угля, и к середине века уголь стал доминировать. К концу XIX века начался активный рост использования нефти, и она стала доминирующим видом энергетических ресурсов. Сейчас активно развивается газ, ускоряются темпы роста его потребления максимально среди видов топлива. Видимо, в ближайшее время перейдем к газовому укладу. Многие эксперты прогнозируют, что следующим шагом будут возобновляемые источники энергии, которые растут еще быстрее чем газ. Но база роста очень маленькая, поэтому эти стремительные темпы в абсолютных значениях не так велики, хотя и не так малы. Может быть, я про это упомяну в другой своей лекции.

Какое место занимает уголь? Я разделяю **энергобаланс**, когда мы говорим про использование различных видов энергоресурсов, и **электробаланс**, то есть какие из видов ресурсов требуются для производства электроэнергии. Разница принципиальная будет для нефти, которая используется не столько для выработки электроэнергии, сколько как топливо для транспорта.

Рисунок 1.5.3. Место угля в мировом энергобалансе

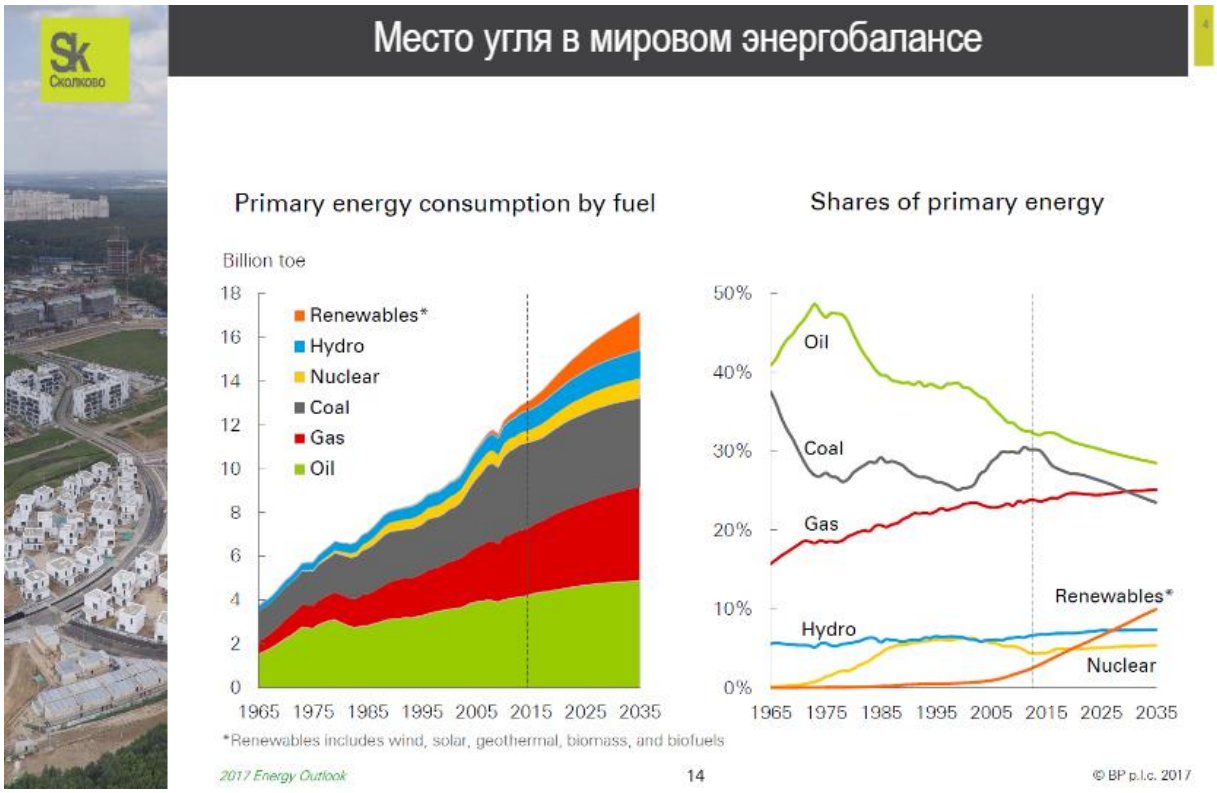
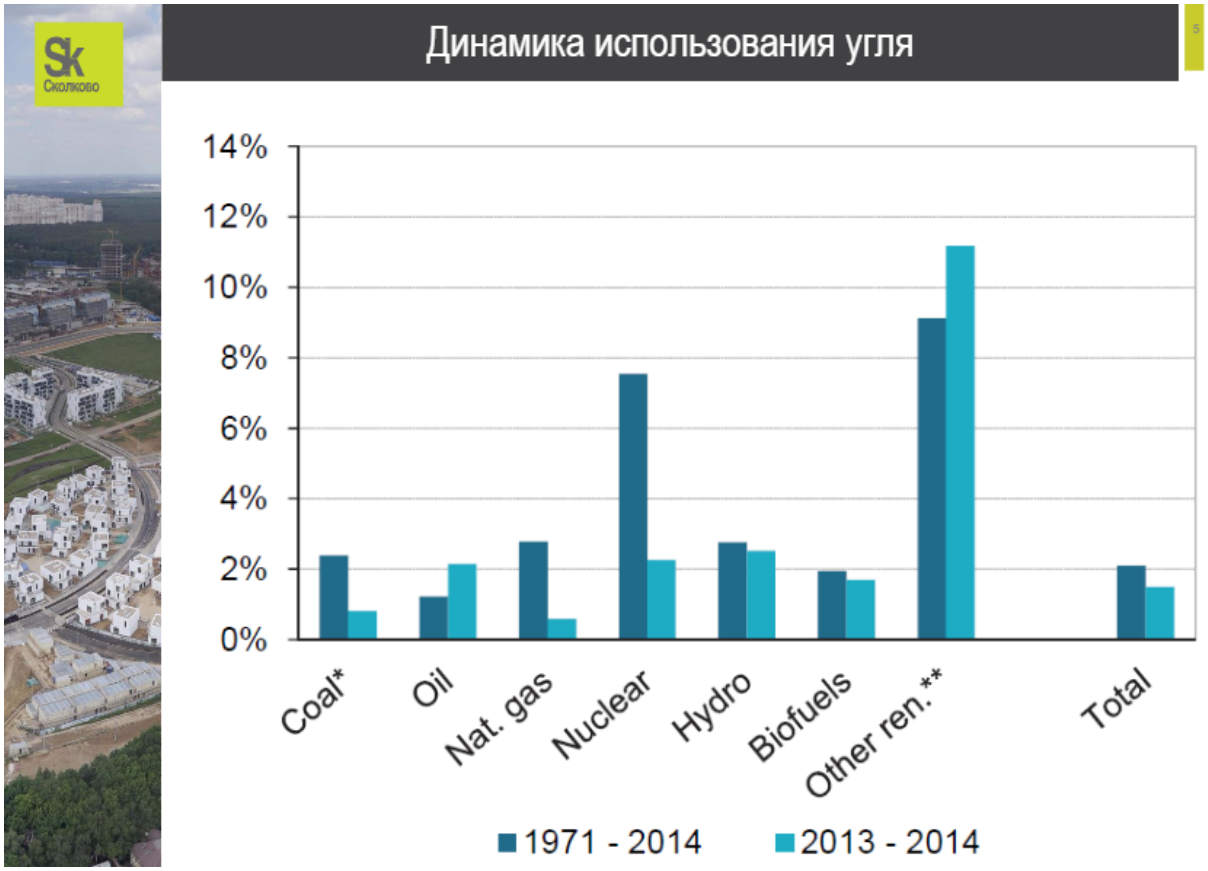


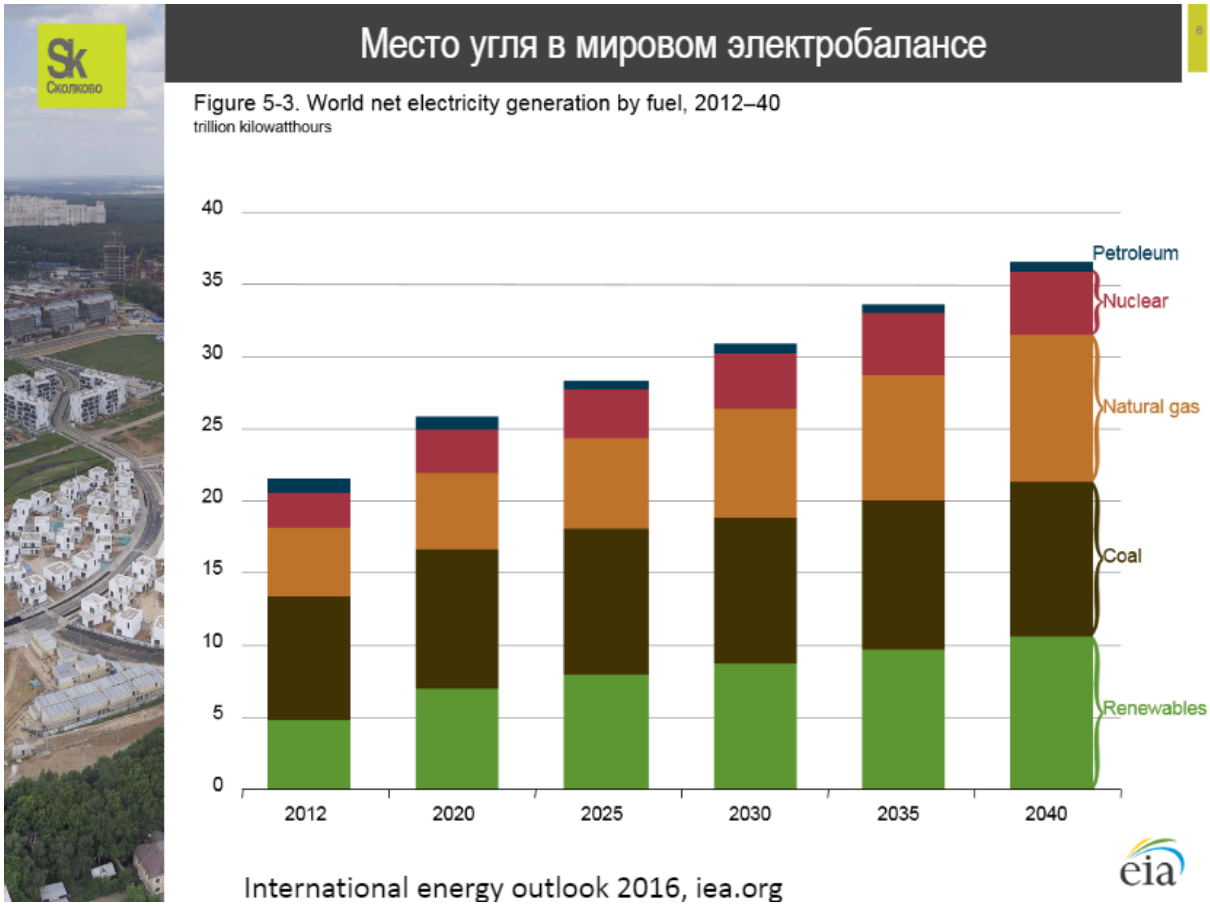
Рисунок 1.5.4. Динамика использования угля



На Рисунке 1.5.3 вы видите, что, несмотря на все разговоры о том, что уголь потерял свой вес в мировом энергобалансе, что это архаичный вид топлива, на самом деле пока это не совсем так. Мы уже видим стагнацию по углю в разных странах, это где-то продолжение роста, где-то падение. Но, в целом, уголь остается вторым после нефти. Причем при несильном отставании. Если взять последние 40 лет, то потребление угля росло быстро. Рост был более 2% в год. На Рисунке 1.5.4 данные за 2015 год. Последние годы темпы роста стали близки к нулю. Сейчас можно говорить о том, что потребление угля достигло своего пика или близко к нему в разных регионах. Но, тем не менее, уголь остается по абсолютным значениям одним из крупнейших видов топлива.

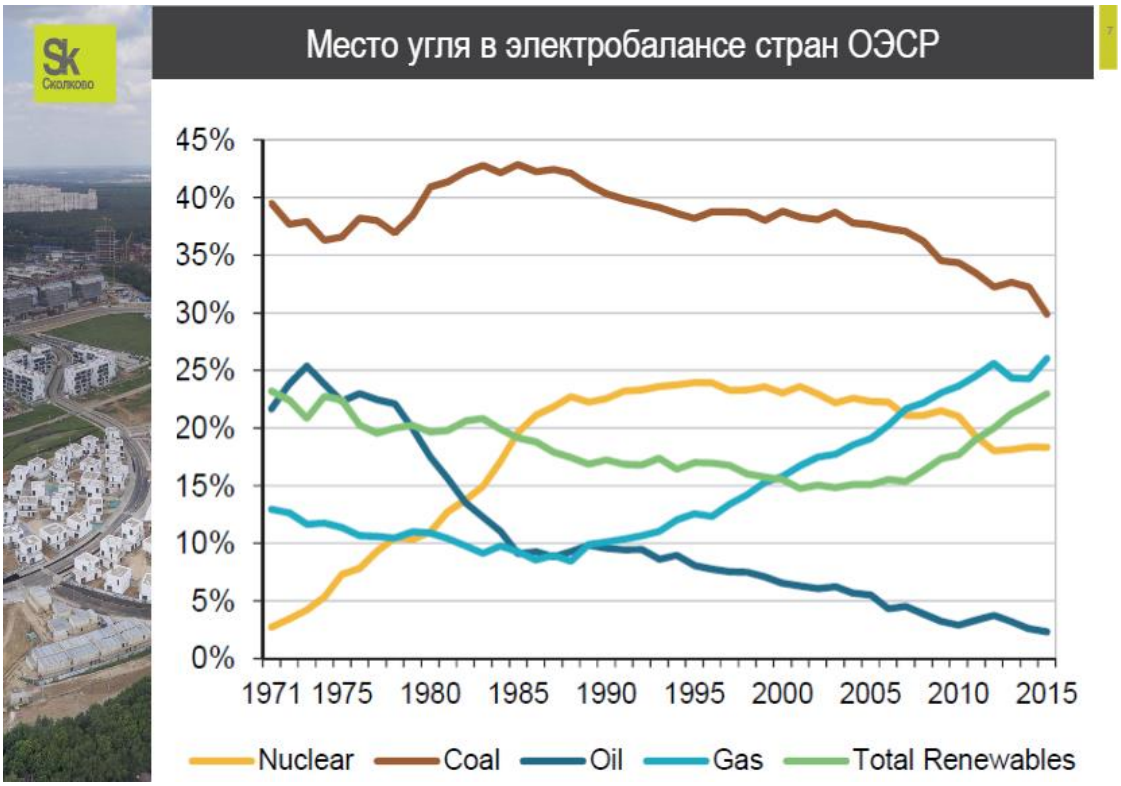
Если говорить про электроэнергетику, когда мы отбрасываем нефть как топливо для транспорта, то здесь мы видим, что уголь является доминирующим видом топлива. На Рисунке 1.5.5 еще возобновляемые источники энергии указаны.

Рисунок 1.5.5. Место угля в мировом электробалансе



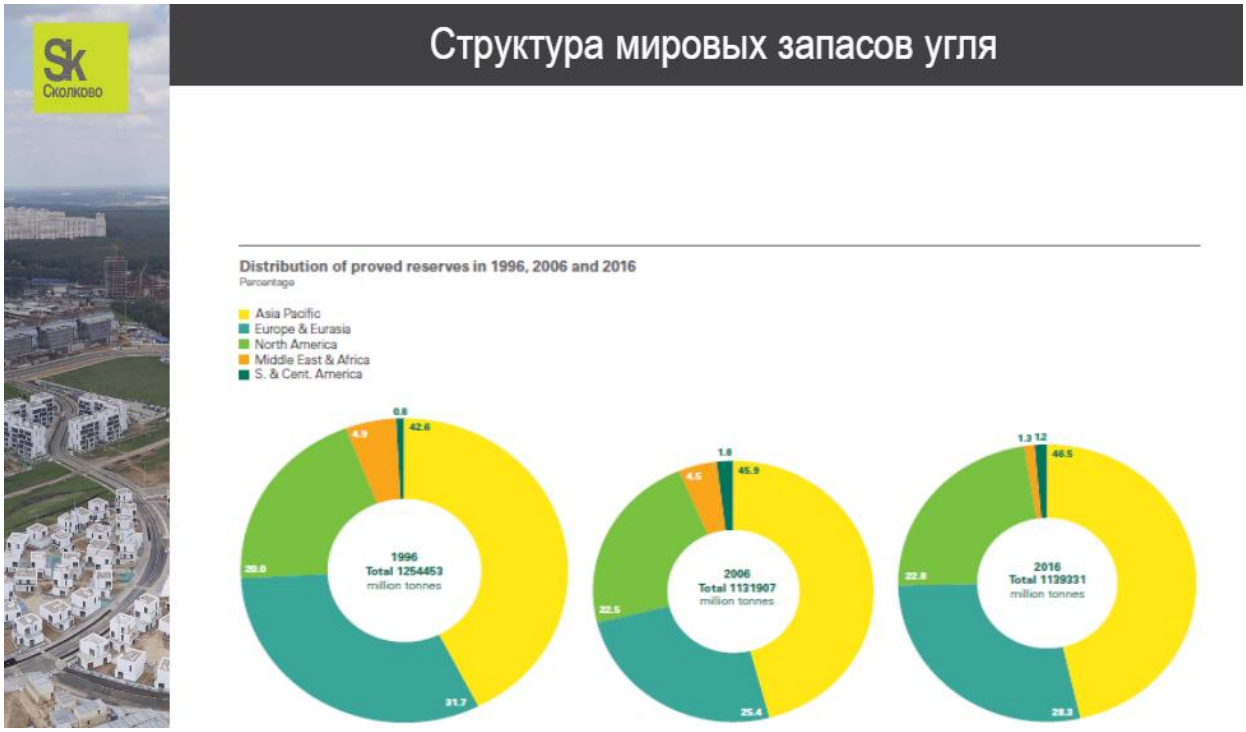
Надо понимать, что большие гидроэлектростанции традиционно рассматриваются отдельно. Т.е. есть ВИЭ крупных гидроэлектростанций и нетрадиционная возобновляемая энергетика, когда мы говорим про солнце, ветер, биомассу, малые ГЭС. Таким образом, уголь продолжает играть значимую роль. Если посмотреть в динамике, то видно, что, хотя в процентном отношении доля угля начинает снижаться, но при этом она по-прежнему значительно превосходит все остальные виды топлива, включая газ, который развивается быстрыми темпами.

Рисунок 1.5.6. Место угля в электробалансе стран ОЭСР



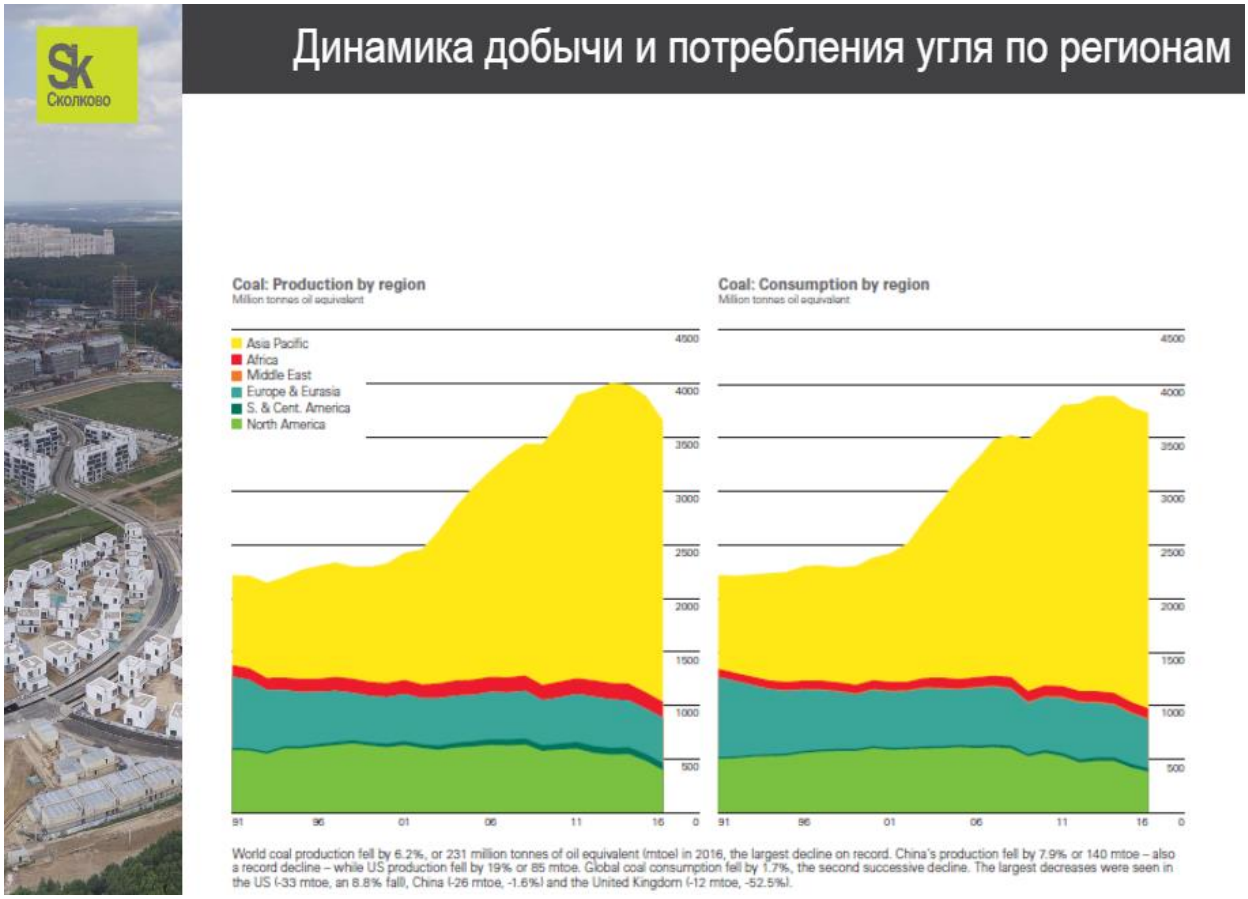
Где же находится уголь? В чем большой плюс угля? Плюс в том, что его можно найти практически во всех регионах мира – см. Рисунок 1.5.7. Его много в Азии, его много в Европе, его много в Америке. Разве что мало в Африке и на Ближнем Востоке, который известен другим ресурсом – нефтью.

Рисунок 1.5.7. Структура мировых запасов угля



Если посмотреть на так называемые reserves-to-production ratio, то есть соотношение того, сколько в мире используется в год вида топлива по отношению к его запасам, то уголь здесь далеко превосходит другие виды топлива. Если можно говорить про то, что нефти осталось на 30 лет, газа на 50 лет, то угля на 150. Все эти цифры конечно лукавы. Я как-то обсуждал эту тему с проректором Губкинского университета, и он мне сказал: «То, что нефти осталось на 30 лет, мне и в 1970-е годы рассказывали», поэтому это не совсем так и зависит от технологии и геологоразведки и технологий, которые обеспечивают эффективность добычи того или иного ресурса. Но, тем не менее, важный факт – угля очень много и уголь является таким ресурсом, который можно найти легко, практически везде. Если посмотреть на потребление и производство угля, на Рисунке 1.5.8 видно, что доминирующим потребителем является Азия.

Рисунок 1.5.8. Динамика добычи и потребления угля по регионам



Когда мы говорим Азия, мы подразумеваем по большому счету Китай. Его потребление является огромным и превышает потребление угля во всем остальном мире. Кстати говоря, если посмотреть на цифры на Рисунке 1.5.9, то можно увидеть, что при общем мировом производстве угля 7,7 млрд. тонн в Китае производится 3,5 млрд. Китай также является одним из импортеров угля.

В мире существуют несколько крупнейших стран-импортеров и несколько крупнейших стран-экспортеров. Если говорим про экспорт угля, то это Россия, Индонезия, Австралия, ЮАР и Колумбия. Пять стран, которые являются крупнейшими экспортерами угля. Ввозят уголь, в первую очередь, Индия, Китай, Корея и Япония. Все азиатские страны являются крупнейшими импортерами угля. Европейские страны стоят на втором месте. В динамике в Европе потребление угля снижается. Существует принципиальная разница между различными регионами, но, тем не менее, и европейцы, и Азиатские страны по-прежнему покупают уголь.

Рисунок 1.5.9. Добыча и потребление угля по странам

Producers	Mt	% of world total
People's Rep. of China	3 527	45.8
United States	813	10.5
India	691	9.0
Australia	509	6.6
Indonesia	469	6.1
Russian Federation	349	4.5
South Africa	252	3.3
Germany	185	2.4
Poland	136	1.8
Kazakhstan	107	1.4
Rest of the world	671	8.6
World	7 709	100.0

2015 provisional data

Net exporters	Mt
Australia	392
Indonesia	365
Russian Federation	129
Colombia	82
South Africa	76
United States	57
Kazakhstan	27
Canada	23
DPR of Korea	19
Mongolia	14
Others	9
Total	1 193

2015 provisional data

Net importers	Mt
India	221
People's Rep. of China	199
Japan	192
Korea	135
Chinese Taipei	66
Germany	54
Turkey	34
United Kingdom	25
Malaysia	24
Thailand	23
Others	233
Total	1 206

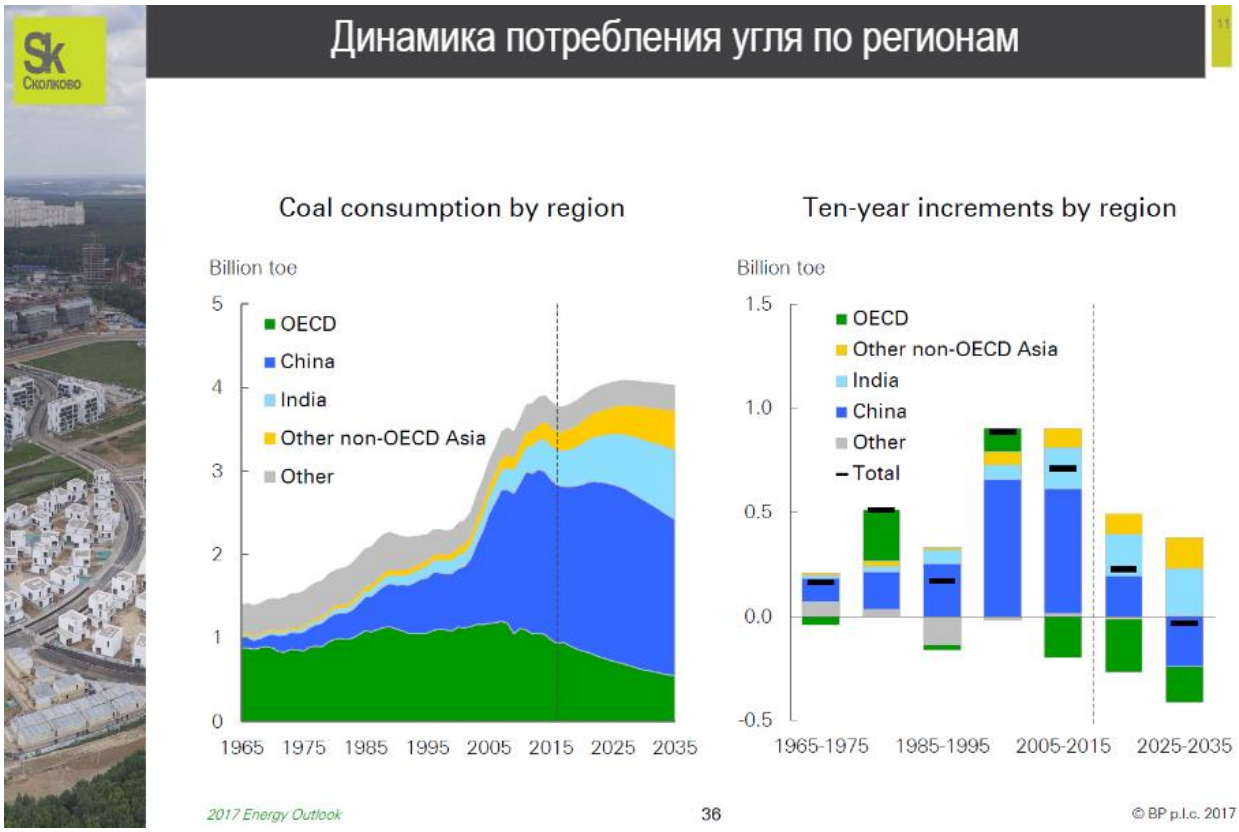
2015 provisional data

1. Includes steam coal, coking coal, lignite and recovered coal.

Когда я работал в СУЭКе, мы как раз меняли экспортную стратегию. СУЭК является крупнейшим в России производителем и крупнейшим экспортером угля. Для нас было важно определить, что же будет в мире происходить, какая будет динамика. Это был 2008 год, когда на рынке угля были интересные явления, когда он достиг пика по цене – она достигала 120–130$ за тонну, а потом начала резко рушиться до уровня 70–80$ за тонну. Здесь нам было важно разобраться, где же будет спрос. Как раз тогда мы обсудили и приняли важное решение о том, что нам нужно активно развивать азиатское направление, чтобы использовать свою равноудаленность от рынков в Европе, и в Азии. Это решение было правильным. Хотя Европа продолжает оставаться потребителем

угля, но динамика потребления в целом отрицательная. Тогда как в Азии потребление продолжает расти.

Рисунок 1.5.10. Динамика потребления угля по регионам



Потребление по регионам показано на Рисунке 10, здесь нарисован прогноз того, что Китай в дальнейшем тоже будет снижать потребление, видно, что страны ОЭСР, Европа и США, уже снижают потребление угля, но фактор Китая создает самую большую неопределенность. Потому что, имея потребление угля в половину от мирового производства, даже небольшие изменения в том, сколько потребляет угля Китай, очень сильно влияют на всю конъюнктуру мирового рынка угля и на все ценообразование на нем.

На Рисунке 1.5.11 можно увидеть, кто и куда может поставлять уголь. Колумбия, ЮАР и Россия поставляют в Европу в первую очередь. Индонезия, Австралия и Россия через дальневосточные порты поставляет в Азию, кроме Индии, куда российский уголь не очень едет. Туда едут Австралия, Индонезия и ЮАР. Это связанно с очевидными географическими особенностями. Для России важную роль играет ее месторасположение, т.к. есть морские порты на Севере, на Балтике и через Черное море в Турцию.

Рисунок 1.5.11. Ключевые экспортёры и импортёры угля

Рисунок 1.5.12. Структура производства угля

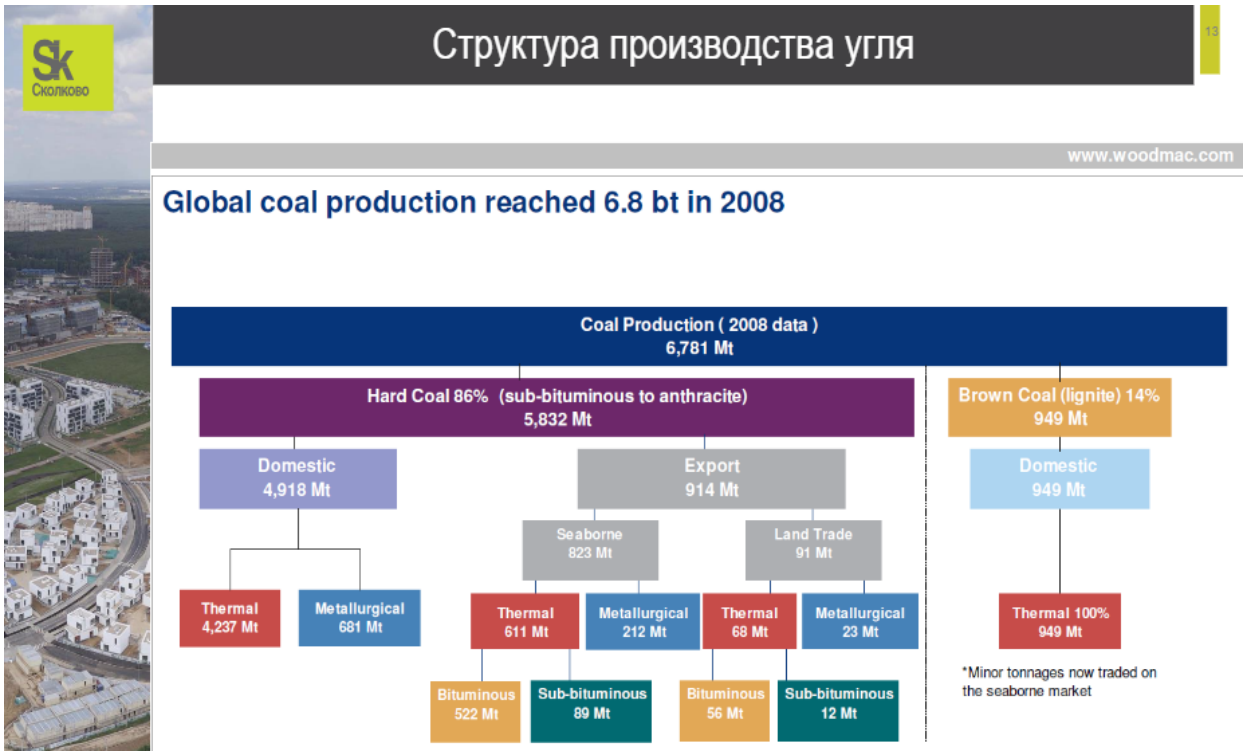


Рисунок 1.5.12 – интересная картинка про то, из чего складывается производство угля. Эти самые объемы и это соотношение между бурым и каменным углем с точки зрения потребителя. В буром угле 30% влаги, его бессмысленно возить далеко, вы возите воду, и это неэффективно. Как правило, **на дальние расстояния возят каменный уголь**, тогда как **бурый используют недалеко от мест его добычи**. Хотя бурый уголь составляет не такую большую долю в мировых запасах и добыче угля, но в России картинка отличается.

Рисунок 1.5.13. Уголь в России

Основные угольные бассейны, их ресурсный потенциал (млрд т) и доля в запасах РФ (%)

В России запасы именно бурого угля составляют приличную долю, и это очень важно. Для российских предприятий всегда актуальна тема альтернативных видов использования угля, рынок для которого ограничен из-за упомянутых транспортных ограничений. Помимо угля для электростанций (thermal coal) выделяют также и коксующийся уголь, который используется в металлургических процессах, для коксования и так далее.

Существуют потенциально другие виды использования угля, которые с научной точки зрения отработаны. К примеру, технологии сжижения угля. Еще во Вторую мировую войну немецкие самолеты летали на сжиженном угле, и, хотя на данный момент экономически эти технологии не очень оправданы, разработки в этом направлении интересны. Если кто-то придумает, как дешево и эффективно получать из угля какие-то виды топлива или химические продукты, то это будет востребовано.

Еще один важный вывод — это то, что в отличие от нефтегаза мировая торговля углем составляет довольно небольшую долю относительно объемов производства. Если по газу 30% – это международная торговля, то по нефти это более 50%. По углю это

порядка 20%, всё остальное страны потребляют сами. Россия является крупным потребителем угля, США и, конечно, Китай. Китай сам производит и потребляет уголь. Объемы торговли относительно небольшие, и это оказывает влияние на цены на этом рынке.

Надо сказать, что из себя представляет российский угольный рынок. В России уголь есть практически везде – см. Рисунок 1.5.13. Немножко в европейской части, на Дальнем Востоке, основной объем — это Сибирь. Два крупнейших угольных бассейна находятся в Красноярском крае и Кемеровской области. Причем в Кемерово – это высококачественный каменный уголь, но относительно с дорогой добычей, т. к. добывается подземным способом. А в Красноярском крае – это бурый уголь, который имеет ограниченную зону использования, но он очень дешев в добыче. В Красноярском крае есть Канско-Ачинский угольный бассейн, где пласты угля могут быть толщиной 10 метров и более. Подъезжает огромный экскаватор и может его черпать.

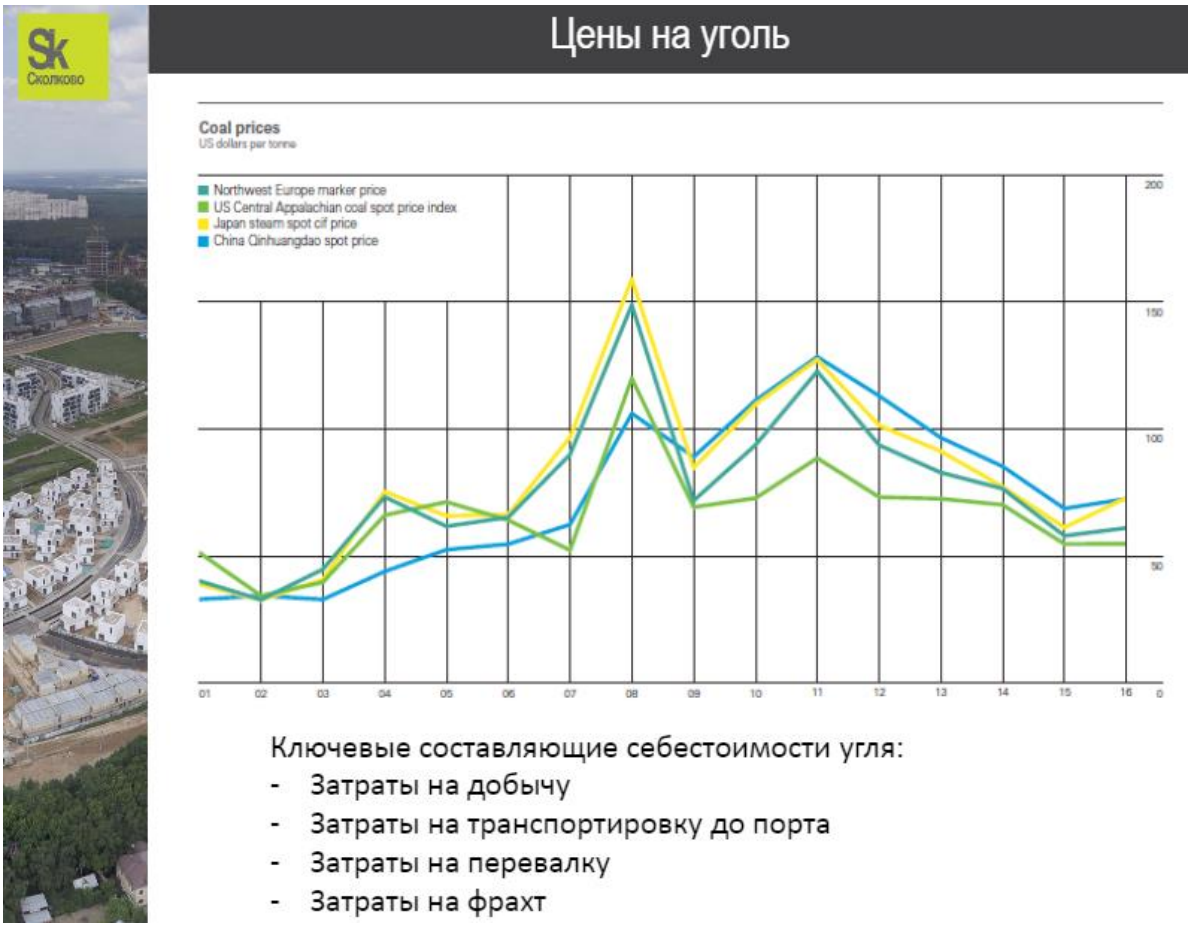
Есть два типовых способа добычи: подземная и открытая добыча. Открытым способом добывается бурый уголь, который находится недалеко от поверхности. То, о чем я говорил, тип угля формируется в зависимости от того, на какой глубине он находится, при каком давлении, при какой температуре. Именно поэтому **бурый уголь залегает около поверхности, его легко добывать**. В то же время **для добычи каменного угля нужно копать глубокие шахты и чаще разветвленные**, они могут тянуться на несколько километров, и добывать уголь уже оттуда, что повышает себестоимость добычи.

Мировой рынок угля достаточно волатилен, хотя есть корреляция с ценами на нефть. В 2007–2008 годах был пик цен, потом было снижение, потом отскок, ну и сейчас цены на уголь находятся в зависимости от того, про какой уголь мы говорим, на уровне $60–70 за тонну. А какая же маржинальность производства угля? Насколько добыча угля выгодный бизнес при разных ценах? Есть несколько ключевых элементов себестоимости. Если мы говорим про себестоимость в порту конечного получателя, это базис CIF. Тогда конечная цена и затраты производителя на то, чтобы доставить уголь до порта получателя, складываются из добычи, доставки до порта, перевалки в порту и фрахт – сколько вы платите судовладельцу за то, чтобы доставить товар от себя до получателя.

Посмотрите ещё раз на Рисунок 1.5.13: основной уголь в России находится в Кузнецком бассейне. С одной стороны, он удобно расположен т. к. расстояние до западных и восточных районов одинаковы, поэтому в зависимости от мировой конъюнктуры можно легко переключаться. Но при этом в обоих направлениях расстояния большие, поэтому затраты на транспортировку по железной дороге значительно превышают затраты на добычу. Это очень важный фактор. Я не проверял, какие сейчас цены, но, чтобы вы представляли: затраты на добычу могут составлять от $10–20 за тонну, а на транспортировку $30 за тонну. Дальше $5 за перевалку и фрахт, $5–10 за тонну в зависимости от того, куда везем. Поэтому для российского угля ключевой фактор конкурентоспособности всегда был железнодорожный тариф. В

отличие от других, например, от Индонезии, там существует вопрос себестоимости добычи и фрахта. Там везде до порта недалеко, зато плохо с дорогами.

Рисунок 1.5.14. Цены на уголь



Посмотрите на Рисунок 1.5.15. Где уголь находится с точки зрения конкурентоспособности? Мы всегда говорим, что меняется угольный уклад на газовый, тем не менее, на графиках видно, что, хотя доля угля снижается, но происходит это довольно медленно, во многих странах под влиянием разных стимулов. Многие государства дают субсидии на развитие более чистых ВИЭ и далеко не везде уголь является менее конкурентоспособным при честной конкуренции с другими видами топлива. Здесь приведены цифры сравнительной конкурентоспособности видов топлива в разных странах. В некоторых странах, например, в США после того, как начали добычу сланцевого газа, газовые электростанции стали действительно эффективнее по стоимости произведенного киловатт-часа, чем угольные.

Это связано с новыми технологиями добычи, которые оказались достаточно дешевыми, и с тем, что современные газовые станции имеют КПД выше угольных. Современные парогазовые установки могут иметь КПД более 50%, а угольные как правило 30-35%. А наиболее современные, имеющие 40-45%, значительно дороже по капитальным затратам.

Рисунок 1.5.15. Конкурентоспособность угля в энергетике

Table 3.9: Levelised cost of electricity for natural gas plants

Country	Technology	Net capacity[1] (MWe)	Electrical conversion efficiency (%)	Investment cost[2] (USD/MWh)			Refurbishment and decommissioning costs (USD/MWh)			Fuel cost (USD/MWh)	Carbon cost (USD/MWh)	O&M costs (USD/MWh)	LCOE (USD/MWh)			Country
				3%	7%	10%	3%	7%	10%				3%	7%	10%	
Belgium	CCGT	420	60	9.65	13.82	17.45	0.21	0.12	0.07	74.62	10.08	3.97	98.54	102.61	106.19	Belgium
	OCGT	280	44	14.54	20.82	26.28	0.32	0.17	0.11	100.91	14.01	5.35	135.13	141.26	146.66	
France	CCGT	575	61	6.92	11.37	15.40	0.11	0.05	0.02	68.99	10.56	6.25	92.83	97.21	101.23	France
Germany	CCGT	500	60	6.77	10.90	14.56	0.11	0.05	0.02	74.00	9.90	7.71	98.49	102.56	106.20	Germany
	OCGT	50	40	39.90	60.80	79.19	0.76	0.36	0.20	111.00	15.15	29.68	196.50	216.99	235.23	
Hungary	CCGT (dual fuel)	448	59	7.53	11.79	15.67	0.00	0.00	0.00	71.21	10.56	7.64	96.94	101.20	105.08	Hungary
Japan	CCGT	441	55	8.67	13.96	18.64	0.15	0.06	0.03	104.07	10.95	9.38	133.21	138.42	143.07	Japan
Korea	CCGT	396	58	7.03	11.29	15.04	0.00	0.00	0.00	98.97	10.27	5.55	121.82	126.08	129.82	Korea
	CCGT	791	61	5.86	9.40	12.52	0.10	0.04	0.02	95.21	9.89	4.05	115.11	118.60	121.70	
Netherlands	CCGT	870	59	7.89	12.70	16.96	0.13	0.05	0.03	75.25	9.90	3.53	96.71	101.45	105.68	Netherlands
New Zealand	CCGT	475	45	10.09	15.38	20.03	0.19	0.09	0.05	46.75	11.22	7.38	75.64	80.82	85.43	New Zealand
	OCGT	200	30	28.31	43.13	56.18	0.54	0.26	0.14	69.26	16.62	14.39	129.11	143.65	156.58	
Portugal	CCGT	445	60	8.35	12.72	16.57	0.16	0.08	0.04	74.00	9.90	6.24	98.65	102.93	106.75	Portugal
United Kingdom	CCGT	900	59	7.64	12.02	16.03	0.00	0.00	0.00	75.51	9.43	6.63	99.21	103.59	107.59	United Kingdom
	OCGT	565	39	48.11	74.54	98.37	0.00	0.00	0.00	113.85	14.22	36.45	212.63	239.06	262.89	
United States	CCGT	550	60	8.06	13.24	17.94	0.13	0.05	0.03	36.90	11.10	4.65	60.84	65.95	70.62	United States
Non-OECD countries																**Non-OECD countries**
China	CCGT	350	55%	4.36	7.03	9.38	0.07	0.03	0.01	71.47	11.02	3.25	90.17	92.79	95.13	China

1. Net capacity may refer to the unit capacity or to the combined capacity of multiple units on the same site.
2. Investment cost includes overnight cost (with contingency) as well as the implied IDC.

Note: CCGTs were modelled under an assumed capacity factor of 85%. OCGTs were modelled under nationally provided capacity factors.

Table 3.10: Levelised cost of electricity for coal plants

Country	Technology	Net capacity[1] (MWe)	Electrical conversion efficiency (%)	Investment cost[2] (USD/MWh)			Refurbishment and decommissioning costs (USD/MWh)			Fuel cost (USD/MWh)	Carbon cost (USD/MWh)	O&M costs (USD/MWh)	LCOE (USD/MWh)			Country
				3%	7%	10%	3%	7%	10%				3%	7%	10%	
Belgium	Ultra-supercritical	750	46	15.08	26.56	37.27	0.21	0.07	0.03	26.67	22.05	8.00	72.00	83.35	94.02	Belgium
Germany	Hard coal	700	46	9.41	18.00	25.96	0.10	0.03	0.01	26.38	21.98	9.14	67.01	75.53	83.47	Germany
	Lignite	900	43	11.77	22.50	32.45	0.12	0.03	0.01	14.88	28.20	11.07	66.04	76.69	86.61	
Japan	Ultra-supercritical	704	41	15.17	27.91	39.77	0.19	0.06	0.02	35.91	25.02	18.52	94.81	107.42	119.25	Japan
Korea	Pulverised (PC 800)	766	41	7.54	13.70	19.34	0.00	0.00	0.00	40.04	24.77	5.31	77.66	83.83	89.46	Korea
	Pulverised (PC 1000)	960	43	7.38	13.50	19.16	0.09	0.03	0.01	38.36	23.67	4.80	74.30	80.36	86.00	
Netherlands	Ultra-supercritical	1 070	46	9.84	18.11	25.81	0.12	0.04	0.01	31.49	21.90	8.88	72.23	80.42	88.09	Netherlands
	Ultra-supercritical	777	46	16.68	30.70	43.75	0.20	0.06	0.02	31.49	21.90	8.88	79.15	93.03	106.04	
	Ultra-supercritical	1 554	46	16.16	29.74	42.38	1.84	2.34	2.68	31.49	22.20	7.81	79.51	93.58	106.56	
Portugal	Pulverised	605	46	18.16	30.43	41.87	0.29	0.12	0.06	31.47	22.21	6.16	78.28	90.39	101.77	Portugal
	Pulverised	605	51	21.98	36.84	50.69	0.35	0.15	0.07	28.38	20.03	14.53	85.27	99.93	113.71	
United States	Supercritical pulverised	750	43	17.62	28.93	39.20	0.29	0.12	0.06	28.42	25.20	11.12	82.64	93.79	104.00	United States
Non-OECD countries																**Non-OECD countries**
China	Ultra-supercritical	1 000	45	4.94	9.09	12.95	0.06	0.02	0.01	35.67	28.88	4.07	73.61	77.72	81.57	China
South Africa	Pulverised	4 693	40	12.37	29.20	46.92	0.07	0.01	0.00	20.45	27.00	5.41	65.31	82.07	99.79	South Africa

1. Net capacity may refer to the unit capacity or to the combined capacity of multiple units on the same site.
2. Investment cost includes overnight cost (with contingency) as well as the implied IDC.

Table 3.11: Levelised cost of electricity for nuclear plants

Country	Technology	Net capacity[1] (MWe)	Investment cost[2] (USD/MWh)			Refurbishment and decommissioning costs (USD/MWh)			Fuel and waste costs (USD/MWh)	Carbon cost (USD/MWh)	O&M costs (USD/MWh)	LCOE (USD/MWh)			Country
			3%	7%	10%	3%	7%	10%				3%	7%	10%	
Belgium	Gen III projects	1 000-1 600	26.99	60.09	92.79	0.46	0.08	0.02	10.46	0.00	13.55	51.45	84.17	116.81	Belgium
Finland	ALWR	1 600	26.01	57.90	89.41	0.44	0.06	0.01	5.09	0.00	14.59	46.13	77.64	109.10	Finland
France	ALWR	1 630	26.91	59.92	92.53	0.40	0.06	0.01	9.33	0.00	13.33	49.98	82.64	115.21	France
Hungary	ALWR	1 180	32.30	69.68	104.89	1.59	0.26	0.06	9.60	0.00	10.40	53.90	89.94	124.95	Hungary
Japan	ALWR	1 152	20.62	45.92	70.90	0.42	0.07	0.02	14.15	0.00	27.43	62.63	87.57	112.50	Japan
Korea	ALWR	1 343	10.41	22.20	33.15	0.00	0.00	0.00	8.58	0.00	9.65	28.63	40.42	51.37	Korea
Slovak Republic	LWR	2 x 535	26.65	59.85	93.05	4.65	1.50	0.83	12.43	0.00	10.17	53.90	83.95	116.48	Slovak Republic
United Kingdom	ALWR	3 300	31.59	68.42	103.46	0.54	0.09	0.02	11.31	0.00	20.93	64.38	100.75	135.72	United Kingdom
United States	ALWR	1 400	30.75	54.86	79.16	1.26	0.52	0.26	11.33	0.00	11.00	54.34	77.71	101.76	United States
Non-OECD countries															**Non-OECD countries**
China	ALWR	1 250	13.89	30.92	47.75	0.23	0.04	0.01	9.33	0.00	7.32	30.77	47.61	64.40	China
	ALWR	1 080	9.60	21.37	32.99	0.16	0.03	0.01	9.33	0.00	6.50	25.59	37.23	48.83	

Тем не менее в большинстве других стран, мы говорим и про Европу, и про Китай, до сих пор использование угля экономически более оправдано, чем использование газа. Хотя ситуация меняется. Все зависит от соотношения цен на разные виды топлива. От соотношения того, как развиваются технологии, но говорить о том, что уголь уже проиграл эту конкуренцию, я бы пока не стал. Хотя я думаю, что к этому все идет.

Общие выводы из моей краткой презентации следующие:

1. Уголь стал играть ключевую роль в энергообеспечении человечества в середине XIX века и до сих пор эту роль не потерял.

2. Уголь до сих пор остается одним из ключевых видов топлива и лидирует в обеспечении топливом электроэнергетики.

3. Во многих регионах уголь остается наиболее конкурентоспособным видом топлива.

4. При этом в целом по миру пик потребления угля уже пройден или близок к прохождению.

5. Есть регионы, где уже сейчас потребление угля заметно падает. Это европейские страны. Там существует ряд регуляторных ограничений и субсидий к другим видам топлива. Хотя, я бы сказал, ещё на протяжении долгого времени мы будем видеть уголь в качестве значимого элемента в структуре мирового энергобаланса. Но, тем не менее, большинство экспертов сходятся на том, что в целом его роль будет падать.

Другое дело, маловероятно, что в обозримой перспективе она сведется к нулю, хотя бы потому, что это процесс очень медленный из-за большой капиталоёмкости строительства электростанций. Старые угольные электростанции по мере вывода из эксплуатации, вероятно, будут замещаться газовыми и в дальнейшем ВИЭ. Даже не в дальнейшем, а уже сейчас в некоторых странах это происходит. В Германии 30% электроэнергии вырабатывается на ВИЭ, хотя еще недавно доминировал уголь. Итак, роль угля будет снижаться, но происходить это будет, скорее всего, не так стремительно, как можно было бы предположить.

6. Международная торговля углем не очень велика относительно общего потребления и роль угля в энергобалансе стран определяется их индивидуальными особенностями.

Какое место в изменяющейся структуре найдут себе существующие энергокомпании России и других стран? Те, кому не удастся быстро подстроиться под изменения, будут уходить с рынка. Даже в прошлом году было банкротство одной из крупнейших угольных компаний в США. Посмотрим, что будет происходить дальше. Я бы сказал, что российские угольные компании имеют неплохие перспективы. Если посмотреть по миру как на востоке, так и на западе, российские компании оказываются в числе лидеров, особенно, после девальвации рубля, и скорее всего они будут уходить с рынка последними, и это вопрос не ближайших 10–20 лет. ●

День 2

Добыча нефти, нефтепереработка и нефтегазохимия

Ирина Вернеровна Гайда,
Партнер и Управляющий директор, The Boston Consulting Group

Если раньше типичными были, скажем, простые стандартные нефтесервисы, которые предоставляли весь спектр услуг для отрасли, а также являлись основными работодателями и основными держателями технологий, то сейчас, как мы видим, сектор очень меняется. Происходит переток технологий на сторону добывающих компаний, а нефтесервисы начинают конкурировать в более узких сегментах уникальных технологий и уникальных человеческих ресурсов. Акцент смещается от традиционных регионов добычи и сбыта в сторону рынков БРИКС. Мы видим, что такие игроки, как китайцы и ближневосточные компании, становятся все более серьезными конкурентами — как и российская отрасль в том числе — в борьбе за международные проекты.

Рисунок 2.1.1. Изменения в структуре рынка нефтегазодобычи

Еще один тренд, который существенно меняет лицо индустрии по сравнению с началом отрасли, с тем моментом, когда нефть замещала жир китов, — это истощение традиционных запасов и, соответственно, необходимость заниматься все более сложными и все менее понятными проектами.

Рисунок 2.1.2. Нетрадиционные запасы

На Рисунке 2.1.2. мы выделили четыре типа нетрадиционных запасов, которые предъявляют гораздо более высокие требования как с точки зрения технологий, так и с точки зрения капитала и необходимых компании навыков для освоения этих запасов.

Во-первых, нужно говорить о глубоководных проектах — это в первую очередь актуально для Мексиканского залива и некоторых стран вокруг Азиатско-Тихоокеанского региона. Вы можете представить — помимо того, что нужно пробурить и извлечь залежи на глубине нескольких километров, нужно это сделать под толщей нескольких километров воды! — какие существуют требования, которые предъявляются к надежности оборудования, к уровню его автоматизации, а также к компактности и энергоэффективности, и как они меняются. Поэтому глубоководные проекты традиционно рассматриваются как одна из высокорисковых ставок в отрасли, требующих больших компетенций от компаний, в них участвующих. Отдельно стоит упомянуть, что именно с ними связана одна из печально известных последних аварий — авария на Deepwater Horizon, когда на большой глубине произошла крупная утечка нефти на одной из станций BP в Мексиканском заливе. Для понимания: несмотря на то что BP — один из крупнейших игроков отрасли, эта авария могла практически обанкротить компанию.

Последствия для отрасли в целом были весьма существенны, потому как основные игроки — как со стороны держателей ресурсов, так и со стороны компаний-поставщиков — стали совсем иначе воспринимать риски, которые связаны с глубоководной добычей.

Второй сегмент, о котором много говорят, — это нефтеносные пески, фактически смесь глины, воды и битума природного происхождения (а не тот битум, который мы привыкли видеть на дорогах во время ремонта). Вы видите на Рисунке 2.1.2, что этот сегмент с точки зрения баррелей запасов существенно больше, чем все те традиционные запасы, на которых исторически концентрировалась индустрия. Это тип ресурсов, который требует наибольших затрат энергии для разработки: пока его не разогрели (что делается зачастую прямо под землей), бессмысленно пытаться его выкачать, выгрузить и т. д. Если смотреть на физику процесса, то на каждый баррель нефтеносных песков требуется самая большая доля баррелей нефти с точки зрения энергетического эквивалента для добычи. Поэтому, несмотря на потенциально большой объем запасов, успешность игры в этом сегменте пока неочевидна и становится еще менее очевидной при низких ценах на нефть.

Уделим внимание сланцевой нефти, о которой также много говорят. Мы немного подробнее поговорим о том, чем отличаются эти запасы от других видов нефти. У тех, кто не нефтяник, иногда бывает иллюзия, что нефть в таком пузырьке, как жидкость, лежит где-то на глубине и наша задача — пробить дырочку, чтобы ее извлечь, и все просто.

На самом деле, когда я в первый раз увидела кусок керна с очень высоким содержанием нефти, я не могла поверить, что это не простой гранит. Он на самом деле выглядит как очень плотный кусок породы — и это при том, что тот кусок, который был у меня, считался высокопроницаемым и легким для добычи.

В случае сланцевой нефти эта проблема увеличивается во много раз. Здесь таких объемов резервуара, где достаточно легко обеспечить приток значительного количества нефти, в природе практически нет. Поэтому для того, чтобы скважина была экономически эффективной, нужно совершать различные операции над этим подземным камнем, чтобы нефть все же стекалась к скважине.

Отдельная тема — хотя зачастую это не рассматривается как нетрадиционные запасы, хотя на самом деле это значимый резерв, в том числе и для российской отрасли, — это зрелые месторождения на последних стадиях разработки. Когда мы добываем нефть, то для восстановления давления в пласте мы туда что-то закачиваем вместо выкачанной нефти — как правило, воду, иногда газ, иногда смеси. Естественно, на начальных этапах, когда высокопластовое давление высокое и, грубо говоря, в этом резервуаре нефти много, скважина в основном выкачивает на поверхность тоже нефть. На более поздних этапах, когда мы уже закачали туда много воды и там, в зависимости от разных сложных гидродинамических процессов, она могла более или менее удачно перемешаться в

подземном резервуаре с нефтью, то начинает выходить все больше смеси, в которой все выше доля воды. И зачастую, когда мы смотрим на новые месторождения — например, в Западной Сибири или Саудовской Аравии, — то мы начинаем выкачивать более 90% воды и лишь 10 или меньше процентов нефти. Соответственно, мы тратим всю эту энергию на то, чтобы прокачивать воду, которая нам не нужна и которую мы потом закачиваем обратно. И вот с этой точки зрения зрелые месторождения являются тоже очень непростой технической задачей для добычников, там применяются аналогичные технологии, поэтому мы их тоже рассматриваем среди нетрадиционных запасов.

На Рисунке 2.1.2 также приведены точки безубыточности для разных видов месторождений до 2014 года. Как видите, они существенно различаются. Традиционные нефтегазовые месторождения (на первом месте) показаны в районе 15 долларов за баррель. Понятно, что есть и месторождения с гораздо более низкой себестоимостью.

Глубоководное бурение расположено в этой иерархии на втором месте, поскольку это направление, особенно в Северном море, начало развиваться достаточно давно, а также в нем был достигнут значительный прогресс и с точки зрения автоматизации, и с точки зрения снижения металлоемкости.

Добыча на сверхглубоководных скважинах, конечно, чуть дороже — в районе 35–37 долларов за баррель, хотя реально есть участки, где себестоимость может быть и за 70.

Сланцевая нефть, которая на графике представлена вверху, обозначена 55 долларами за баррель, хотя, и мы об этом поговорим чуть позже, феномен этой отрасли интересен тем, что за достаточно короткий промежуток времени игроки смогли снизить точку безубыточности для критической массы своих месторождений до 35–40 долларов за баррель, что уже вполне конкурентоспособно со значительной частью морской нефтедобычи.

Арктика — это big unknown, потому что реально добычи в Арктике крайне мало. Оценки варьируются, но добыча там рассматривается как самый дальний порог. Некоторые компании, — которые как раз должны разрабатывать регион, — оценивают ее сильно за 70 за баррель. Есть представление о том, что это можно сделать и за 65. Но, если посмотреть на тот коридор цен на нефть, который видится наиболее вероятным на горизонте, условно говоря, 5–10 лет, это не тот коридор, в котором добыча в Арктике окупится.

Что следует отметить, когда говорится, что сланцевая нефть стоит 60 долларов, может сложиться впечатление, что любой баррель будет стоить 60 долларов. Однако, если посмотреть на тот же Баккен, одно из крупнейших сланцевых месторождений в США, в зависимости от участка, развития и положения инфраструктуры, а также многих других факторов, о которых чуть позже, выявляется очень большой разбег. Эффективность участка очень сильно зависит и от того, что в итоге на нем смогли добывать. Есть участки, на которых очень сухой газ, и тогда добыча может быть

нерентабельна. Есть участки, на которых имеется значительное содержание конденсата, что считается одним из самых прибыльных продуктов, или та же нефть — они традиционно более доходны и даже делают другую точку безубыточности приемлемой.

Рисунок 2.1.3. Отличие сланцевой добычи от традиционной

На Рисунке 2.1.3. представлен максимум технической составляющей, который я попробую изложить, — разница между сланцевым и традиционным месторождением. Собственно, большинство традиционных месторождений выглядит следующим образом: под давлением на большой глубине между различными геологическими слоями образуются так называемые ловушки — то есть, условно говоря, скала не пропускает нефть и иногда газ может вытечь за периметр этого участка. Соответственно, когда мы думаем о добыче, наша задача понять, где может быть такая ловушка, очертить ее контуры, найти самое интересное первое место для добычи — обычно это купол, на пике, где больше всего, — пробуриться туда оптимальной конструкцией скважины, и дальше в идеале она начнет фонтанировать, к нашей большой радости. Если мы что-то сделали не так, может пойти газ, что нефтяников обычно очень огорчает, или нефть быстро перестанет фонтанировать, и тогда нам нужно будет пробурить другие скважины, чтобы поддерживать пластовое давление и подталкивать углеводороды в сторону той скважины, из которой мы добываем. Это традиционное месторождение, простой случай.

Теперь случай, когда такой ловушки нет. Сланцевую породу зачастую называют «праматерью нефти» — то есть такой изоляции не произошло, углеводороды есть, но они содержатся в гораздо

меньших участках в породе, которая изначально хуже пропускает их в какой-то одной точке. Что приходится делать?

Грубо говоря, если мы пробурим обычную скважину, туда притечет очень мало нефти или газа и добыча сразу прекратится, и все те расходы, которые нам нужны на то, чтобы пробурить и как-то отвести нефть, никогда не окупятся добытым объемом. Поэтому делают не просто вертикальную скважину, но добавляют горизонтальное ответвление и от него делают гидроразрывы, которые, условно говоря, позволяют «разрыхлить» породу и увеличить приток. Причем при гидроразрыве используется не просто вода, туда еще добавляют всякие интересные штучки, зачастую являющиеся секретными ингредиентами, которые позволяют этим трещинам не схлопнуться и продолжать пропускать нефть, даже когда скважины работают уже несколько месяцев.

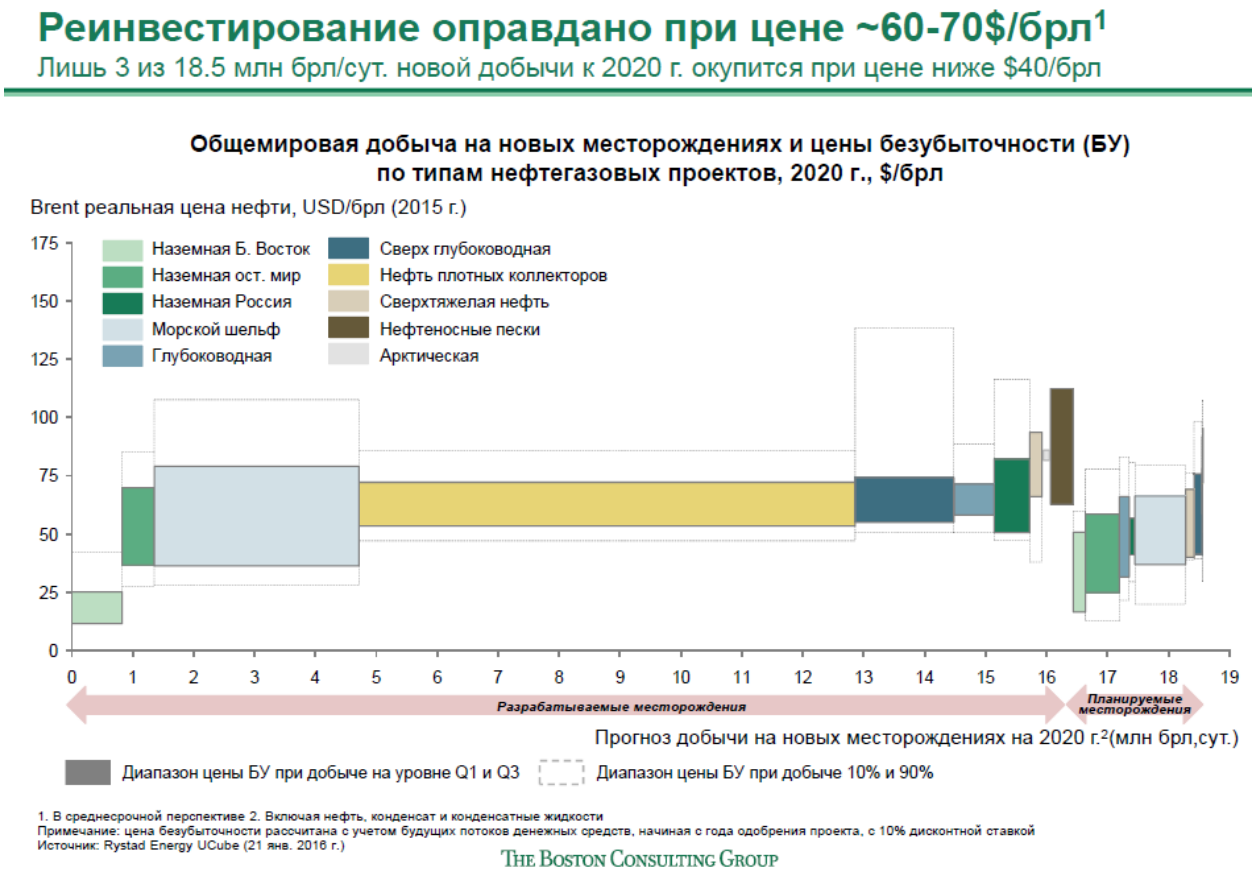
Итак, что мы видим? Во-первых, на один и тот же объем углеводородов нужно больше скважин. Во-вторых, нужна более сложная конструкция: на схеме она выглядит просто, но с точки зрения требований к оборудованию при бурении нормативы для такого бурения значительно различаются. Нужны гораздо более продвинутый станок и гораздо более продвинутая команда буровиков. В-третьих, гидроразрыв — отнюдь не дешевая операция. Для него требуется очень существенное количество воды — это одна из причин, по которой добыча сланцевых углеводородов пока не пошла в Китае, несмотря на то что геология там в принципе достаточно благоприятная.

На Рисунке 2.1.4. мы постарались ответить на вопрос, каковы перспективы других видов запасов при нынешней конъюнктуре поставщиков и ценах.

Первый большой блок — это то, что по факту разрабатывается. Мы видим, что есть значительный кусок месторождений, которые частично попадают в класс, который разрабатываться не может, — например, это Арктический шельф или что-то высокой себестоимости. Продолжают добывать на тех участках, которые наиболее привлекательны. Дальше — что планируется к вводу при цене 60–70 долларов за баррель.

У нас есть центр аналитических исследований, который строит достаточно масштабные модели, прогнозирующие спрос на нефть и газ. Мы видим, что только треть от 18 млн баррелей суточной новой добычи к 2020 году будет окупаться при цене на нефть ниже 40 долларов за баррель. Может, мы и уйдем обратно на 13 долларов на какой-то период времени, но дальше это придется компенсировать более значительным скачком цен наверх. Я думаю, что об этом гораздо лучше расскажет следующий докладчик из BP.

Рисунок 2.1.4. Общемировая добыча на новых месторождениях и цены безубыточности по типам нефтегазовых проектов, 2020 г.



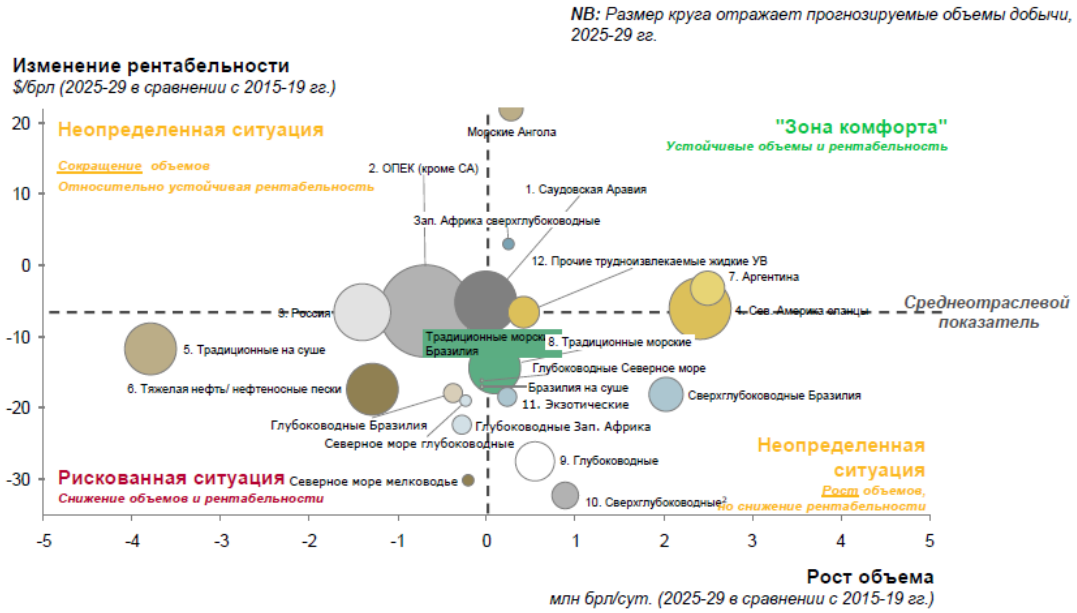
Хотелось бы обратить ваше внимание на то, что на Рисунке 2.1.4, как ни странно, Россия стоит достаточно высоко в этой иерархии — это связано с системным налогообложением. Фундаментально чистая добыча у нас гораздо более конкурентоспособна, чем сланцы, но в комбинации с налогами картина меняется.

Что при сегодняшних ценах на нефть могут делать нефтяники? На Рисунке 2.1.5 мы постарались разложить все мировые запасы по двум осям: какой прирост объемов могут дать различные виды запасов и какое изменение рентабельности может возникнуть в связи с этими запасами на горизонте 2025–2029 годов по сравнению с сегодняшней.

Получается, что очевидных областей для инвестиций не так много. Так называемая зона комфорта достаточно невелика — это морские месторождения Анголы, может быть, участки Аргентины, в которых тоже очень интересное развитие добычи сланцев. Все остальные сегменты попадают либо в сектор риска, когда происходит снижение и объемов, и рентабельности, либо в ситуацию неопределенности, когда объемы могут прирастать, но рентабельность этих объемов будет снижаться.

Рисунок 2.1.5. Прогнозирование объема добычи и изменений рентабельности

Динамика: Очень мало стратегий с долгосрочной устойчивой основой

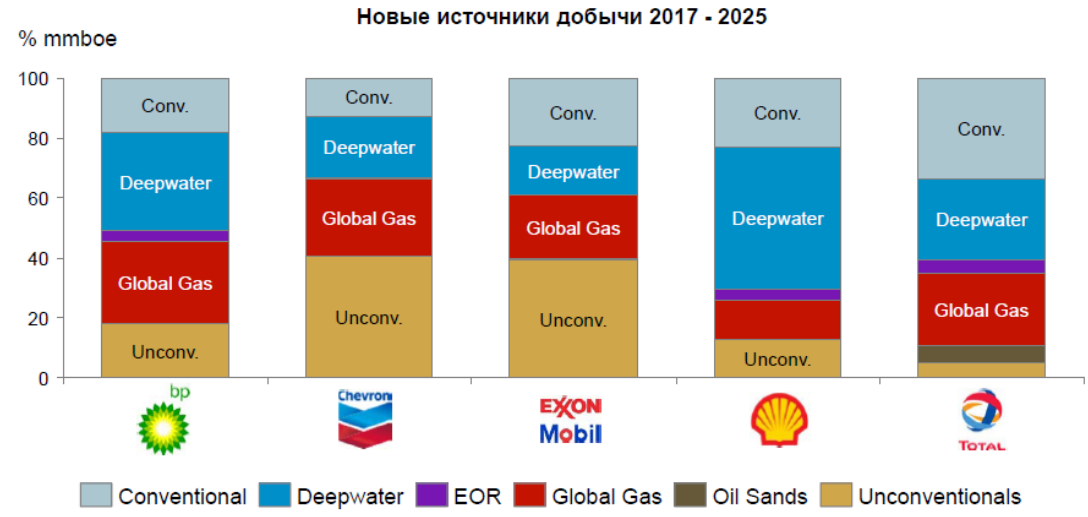


1. Арктика, методы повышения нефтеотдачи, кероген, метан угольных пластов
Источник:
анализ BCG

THE BOSTON CONSULTING GROUP

Рисунок 2.1.6. Сочетание нетрадиционных запасов в портфелях мейджоров

Мейджеры по-разному сочетают нетрадиционные запасы в своих добычных портфелях



Deepwater: Assets in water >1000 ft
EOR: Asset with primary activity focused on enhanced performance of a mature field (often in Middle East)
Global Gas: Assets slated as feedstock for LNG project or large scale domestic gas
Oil Sands: Canadian oil sands projects (in-situ and mined)
Unconventional: Shale/tight oil and shale gas as defined by Rystad
Conventional: Shallow water, onshore assets not included in the previous categories
Source: Rystad UCube (Feb 2017 release), BCG CEI

THE BOSTON CONSULTING GROUP

Чем же занимаются мейджоры, которые могут рассматриваться как флагманы индустрии? Мы понимаем, что все делают свои ставки на разные сегменты — см. Рисунок 2.1.6. Эти ставки отражают направления, в которых мейджоры считают себя наиболее компетентными. Мы видим, что глубоководная часть остается значимой и присутствует у всех, но особенно на этом продолжат фокусироваться BP и Shell. Игра в unconventionals больше представлена у Chevron и Exxon. Также тема газа все более актуальна для нефтяников, которые традиционно говорили, что газ — это плохая новость, и не хотели связываться с этими месторождениями, оставляя их специализированным игрокам.

Несколько слов о российской ситуации — см. Рисунок 2.1.7.

Рисунок 2.1.7. Изменения в российской индустрии, 2000–2016 гг.

За последние 15 лет на нашем рынке произошли существенные изменения. Если в начале 2000 года у нас была значительная доля в новых месторождениях с потенциалом роста и развития, то сейчас мы сталкиваемся с тем, что основные участки переходят на третий-четвертый этап добычи, когда поддерживать полку добычи на стабильном уровне становится все труднее и дороже. В начале 2000-х только стартовали исследования таких областей, как Каспий, Восточная Сибирь, Тимано-Печора. Наши игроки делали первые шаги на зарубежных рынках. Сейчас мы понимаем, что большинство новых регионов оказалось достаточно сложными и стоят больших экономических успехов в новых провинциях, но их не очень много. Также зарубежные проекты российских игроков в большинстве оказались убыточными – экономически эффективных приобретений очень немного.

Третья составляющая: в начале 2000-х по-прежнему оставался достаточно большой запас новых месторождений — разведанных, но неразработанных — в нераспределенном фонде, и конкурентные условия давали доступ к этим месторождениям в принципе всем желавшим принять участие в разработке. Сейчас мы понимаем, что почти все крупные месторождения распределены, то есть нераспределенный фонд существенно снизился, и есть существенные ограничения по доступу к отдельным видам месторождений: в частности, континентальный шельф только для госкомпаний.

Также было понятно, что нужно заниматься трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ) и шельфом, и почти все компании инициировали, в том числе и совместные, проекты по развитию технологий. Почти все эти компании развивали сотрудничество с зарубежными партнерами — мы помним партнерство и с ConocoPhillips, и ТНК-ВР, и другими игроками. Сейчас мы видим, что (в том числе и из-за санкционного режима) это сотрудничество по самым технологически интенсивным областям, таким как сланцевая нефть и шельф, ограничено; российские технологии пока тоже не успевают принести результатов, но мы надеемся, что в том числе и Сколково поможет заполнить эту нишу на рынке.

Мы обычно выделяем четыре этапа освоения месторождений — см. Рисунок 2.1.8.

1. **Приобретение участка или лицензии** — на Западе это обычно связано с получением лицензии и землеотводов.

2. Дальше от одного до пяти лет (у нас, как правило, ближе к пяти годам) — это **поиск** и **разведка**. Это важный этап, который, помимо факта обнаружения залежи, позволяет ее оконтурить и более точно охарактеризовать, что в конечном итоге весьма существенно для правильного планирования разработки.

3. **Разработка** — это создание добывающих мощностей, в первую очередь связанное с тем, что, грубо говоря, мы можем пытаться выдавливать эту нефть по-разному: с разной скоростью, разными темпами, закачивая туда разные нагнетающие жидкости. Ну и собственно, нужно провести бурение и

построить те установки подготовки нефти и те промысловые трубопроводы, которые будут нужны для сбора всего того, что будет получено из скважины.

4. **Эксплуатация месторождения** — мы выкачиваем жидкость, собираем ее по промысловым трубопроводам в какие-то резервуары, готовим ее (то есть отделяем воду от нефти), тестируем и сдаем готовую нефть — товарную нефть — в магистральные трубопроводы «Транснефти».

Рисунок 2.1.8. Основные этапы освоения месторождения

Сразу следует оговориться, затрагивая этап разведки: 60% неразведанных запасов сконцентрированы в 10 странах, и в России один из самых больших таких участков — см. Рисунок 2.1.9. Это хорошая новость для наших игроков.

Второй момент применительно к разведке: есть иллюзия, что ею можно не заниматься, а потом быстро купить того, кто что-нибудь разведал. Статистика показывает, что стоимость запасов за баррель по сравнению со стоимостью разведки и разработки не в пользу покупателей — см. Рисунок 2.1.10. Иными словами, поиск, разведка и разработка — это базовое конкурентное требование этой индустрии. Те компании, которые недоинвестировали или менее успешны в этом сегменте, в конечном итоге менее успешны в отрасли.

Рисунок 2.1.9. Распределение неразведанных запасов нефти по странам

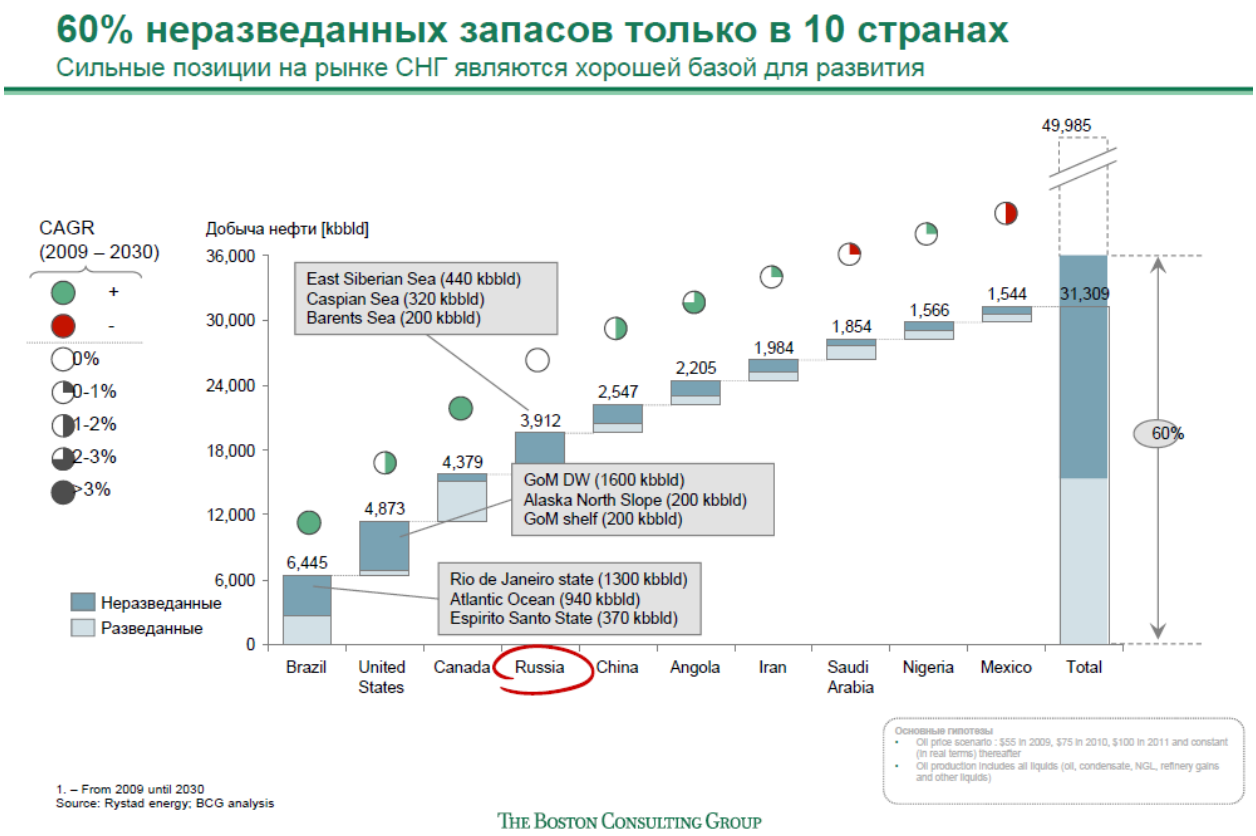
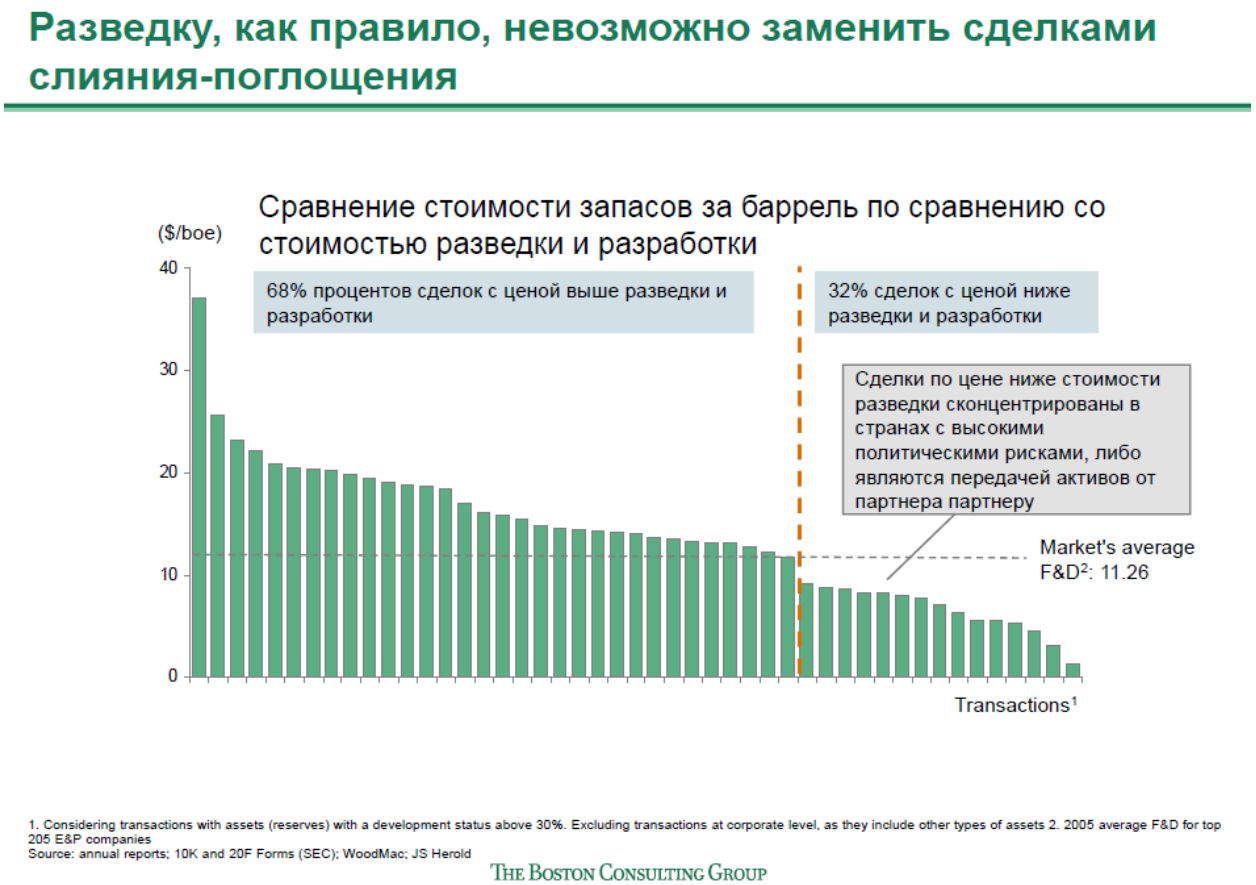


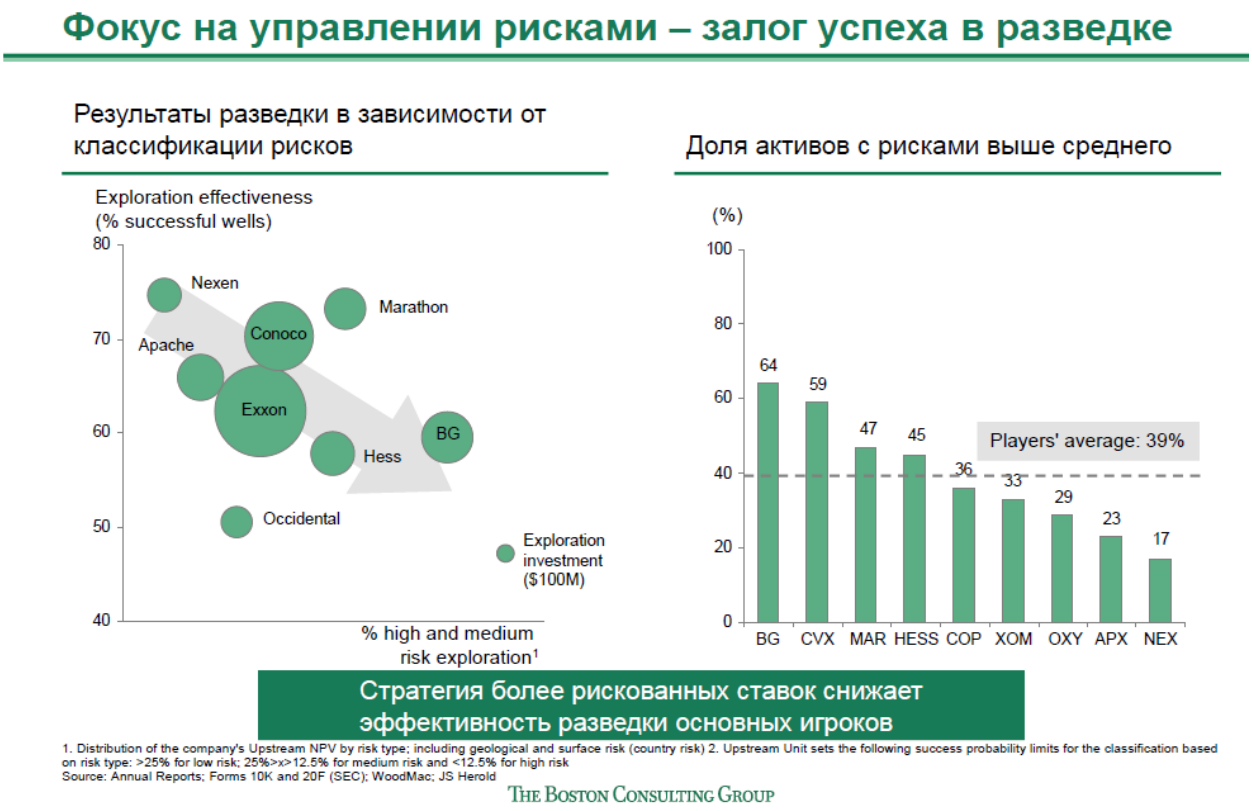
Рисунок 2.1.10. Сравнение стоимости запасов за баррель по сравнению со стоимостью разведки и разработки



Третий момент, касающийся разведки: можно играть по мелочам, — то есть делать ставки на те виды запасов, которые нам лучше знакомы, потому что они в тех же регионах, потому что мы их понимаем, либо можно говорить: мы пойдем на восточное побережье Африки, ничего о нем не зная, и будем там что-то пытаться искать. Опять же, статистика показывает, что **те, кто делает больше ставок с меньшим риском, как правило, выигрывают —** см. Рисунок 2.1.11.

Таким образом, стратегия «пришли, ничего не знаем, что-то вдруг нашли» спекулятивна и в долгосрочной перспективе менее привлекательна для игроков.

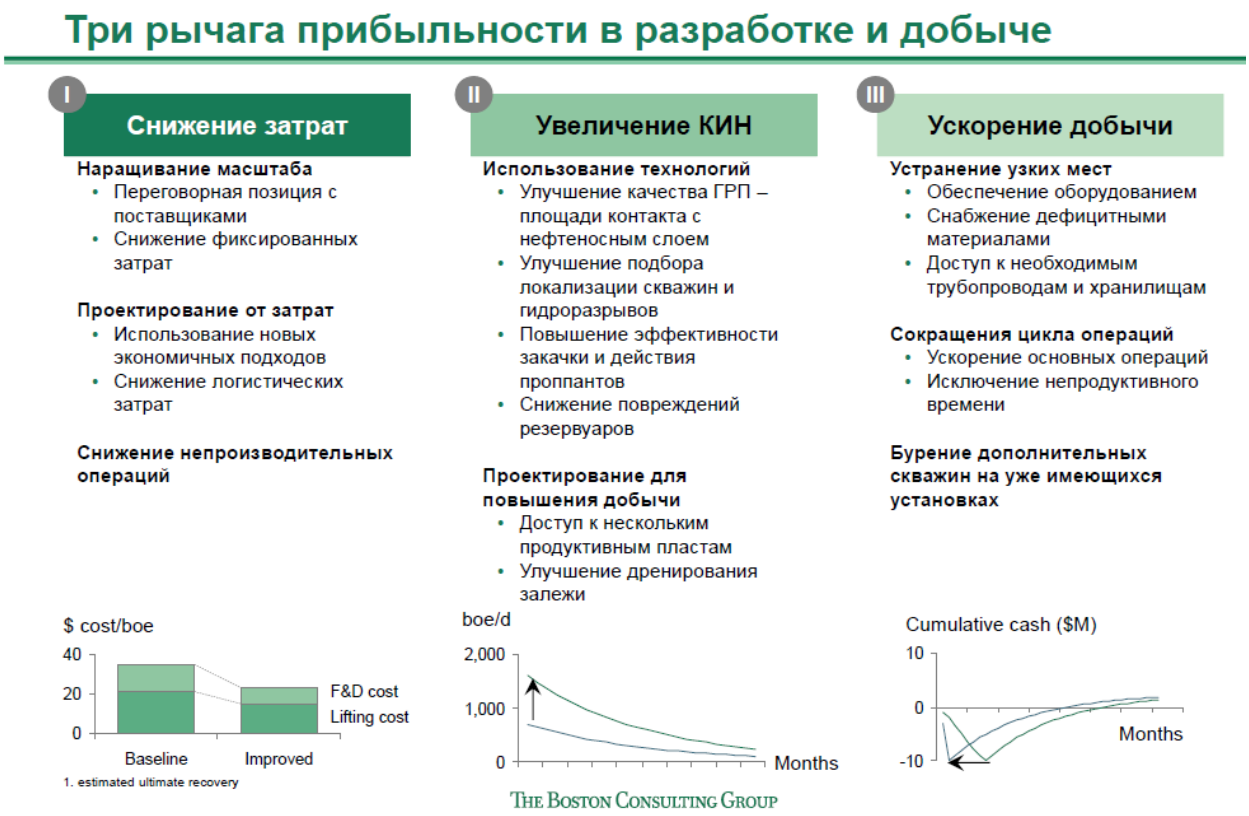
Рисунок 2.1.11. О важности управления рисками



На Рисунке 2.1.12 описаны три базовых момента разведки. В большинстве компаний разведка — это подсегмент, который живет своей жизнью и задача которого — вывести запасы для дальнейшей разработки и добычи. Российские компании имеют свои особенности, но те, у кого разведка наиболее успешна, в значительной степени изолируют ее от всего остального. Для нефтяной компании экономику делает объем добычи, и если разведчиков от добычников не отделять, то добычники очень быстро перетягивают все одеяло на себя, потому что именно в этом сегменте делается основная масса прибыли, а разведку многие начинают рассматривать как статью затрат, которую можно игнорировать, — но, как я уже сказала, эта стратегия близорука и может привести к существенным потерям прибыли компании в целом.

Важно выделить три способа повышения прибыльности в разработке и добыче — см. Рисунок 2.1.12.

Рисунок 2.1.12. Три рычага прибыльности в разработке и добыче



Первый — **снижение затрат**. Если мы один и тот же баррель можем добыть не за 40 долларов, а за 20, это хорошо. Собственно, именно это мы наблюдали после 2014 года для большинства игроков. Как на традиционных, так и на нетрадиционных месторождениях были предприняты существенные шаги для повышения операционной эффективности, и на одном и том же участке себестоимость добычи снижалась на 10–30%. В первую очередь это достигается за счет наращивания масштаба, мы усиливаем свою переговорную позицию с поставщиками, снижаем затраты, дальше можно заниматься так называемым «**проектированием от затрат**» — это то, что очень часто делает, например, автомобильная промышленность, которая говорит: «Все хорошо, но следующий Nissan не может стоить дороже X, поэтому коробка передач не может стоить дороже Y». Нефтяники стали заниматься этим относительно недавно и не от хорошей жизни, но те, кто стал вводить этот подход в повседневную практику, в частности благодаря найму специалистов из автомобильной промышленности, в конечном итоге стали выигрывать в конкурентной борьбе.

Также существенный момент — это логистические затраты. Во многом прибыльность сланцевой добычи, как я уже говорила, определяется тем, как и где кто расположен относительно имеющихся трубопроводов и заводов по переработке.

И конечно же, традиционное бережливое производство — это снижение всех видов непроизводительных затрат и всех видов потерь.

Это первая и понятная часть, которая есть во всех отраслях, в том числе она становится все более актуальной для нефтяной.

Второй показатель, который более специфичен для нефтянки, — это **увеличение КИНа**, коэффициента извлечения нефти. Если у нас есть 100 баррелей под землей, мы можем добыть только 10 из них. Возможно, это будут самые дешевые 10 баррелей, потому что они фонтанировали из скважины. А можем добыть 95 баррелей. Последние пять будут самыми дорогими баррелями на Земле, условно говоря, но тем не менее их тоже можно добыть. Задача — найти тот баланс, который позволит максимизировать КИН, при этом сделать это экономически эффективным способом — очень непростая, и в этой области отрасли задействованы лучшие умы геологов, геофизиков, разработчиков и так далее. Как обычно КИН увеличивают?

Прежде всего через использование технологий — улучшение качества гидроразрыва пласта, чтобы нефти поступало больше. Улучшаем локализацию скважины — грубо говоря, если мы попали в хорошее место, то мы добудем много, и наоборот. Еще через повышение эффективности закачки жидкостей и пропантов и, конечно же, снижение повреждений резервуаров. Одна из распространенных ошибок — проведение гидроразрыва таким образом, что происходит попадание в слой воды, который там тоже есть, и в итоге происходит ускоренное обводнение участка месторождения и из скважины начинают выкачивать не нефть, а воду. Есть точка зрения, что именно эта причина повлияла на ускоренное обводнение наших традиционных сибирских скважин.

Также многие решения могут быть заложены на этапе проектирования, — то есть мы можем изначально пытаться попасть в несколько продуктивных слоев, мы можем изначально построить очень хорошую модель резервуара и выбрать оптимальные точки скважин. А можем пойти на ощупь, не закончив разведку, пробурить одну скважину и, решив, что мы все знаем про месторождение, в каком-то случайном порядке натыкать остальные скважины, а потом удивляться, почему добыча из месторождения гораздо меньше проектной.

И третий момент — это **ускорение добычи**. Все предыдущее можно делать раз в год, не спеша, а можно делать очень быстро. Опять же, один из уроков добычи сланцев в том, что они довели до совершенства оптимизацию производственных процессов бурения, гидроразрыва и закачивания — у них это практически встало на конвейер. Если этот же уровень дисциплины применить на традиционных месторождениях, я думаю, результаты наших компаний были бы существенно лучше. Эта вещь тоже не является специфической для нефтяной отрасли. Если вам нужно что-то сделать со скважиной, подумайте заранее о расходных материалах; если нужно отремонтировать насос — лучше это сделать одновременно с ремонтом насоса соседней скважины, а не останавливать по очереди каждую из них и терять несколько дней

добычи. Это базовые вещи, в которых вопрос не столько нефтяной, сколько управленческий. Тем не менее большинству из них не уделяется достаточно времени, и присутствие этой составляющей отличает наиболее сильных нефтяников от менее успешных.

На Рисунке 2.1.13 сопоставлены российские и международные компании.

В конечном итоге, большая часть добычи — это реализация проектов. На первом графике мы видим, что у наших компаний наблюдается некоторое отставание в дисциплине реализации от международных игроков. Это связано как с достаточно высокой средней задержкой (хотя есть и положительные примеры), так и с высоким перерасходом средств, — то есть тратится значительно больше средств, чем запланировано. Хотя, как вы видите, идеальных компаний нет — на графике представлена выборка схожих проектов и схожих месторождений, — и даже Exxon и Chevron грешат выходом за рамки сроков и бюджетов.

Рисунок 2.1.13. Сопоставление российских и международных компаний

То же самое касается и той цели по КИНу, которую мы показываем. На правом графике показан пример игрока, не будем его называть, который ставил текущий достигнутый уровень на 20%. При том, что обводненность была очень высока, что должно быть характерно для последних стадий разработки, этот игрок заявлял, что они надеются извлечь 35 или 40%, хотя не вполне понятно, какими силами, учитывая, что на аналогичных месторождениях других компаний были достигнуты показатели 53 и 62%.

Это то, что определяет экономику добычи и что в конечном итоге можно считать конкурентным преимуществом или недостатком.

Рисунок 2.1.14. Внутренние причины проблем реализации проектов

Почему же это происходит? Дело в традиционных промахах на этапе реализации проекта — см. Рисунок 2.1.14. Каждый проект проходит через:

- стадию **определения**, когда мы договариваемся, что делаем, часть людей решает, как не сделать лишнего, часть — как добавить вещи, которые давно хотелось сделать, к этому проекту, даже если они к нему не относятся;

- **выбор концепции** — как будем подходить к резервуару;

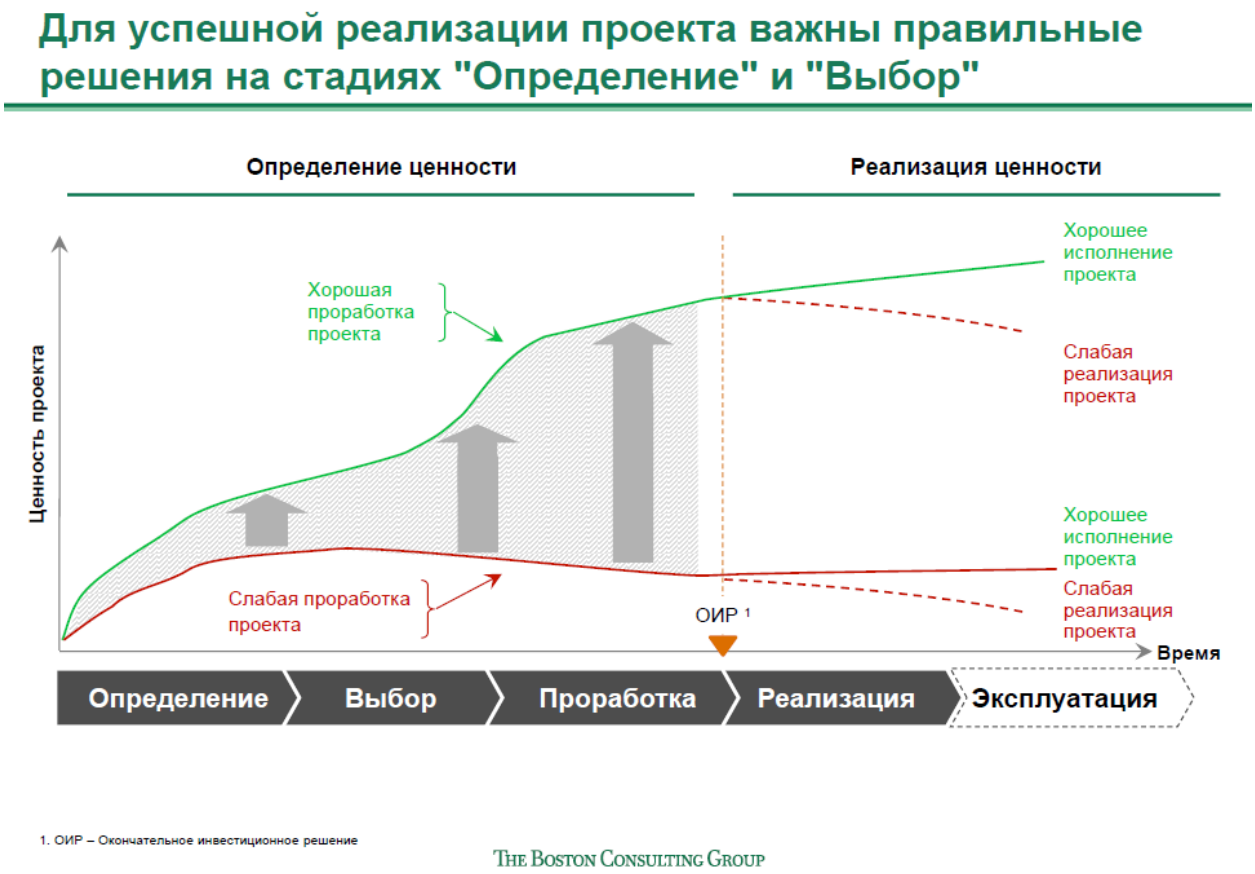
- **проработку** — детальное проектирование, когда мы можем спланировать операции, в том числе воздействие на пласт, конструкцию скважин, конструкцию инфраструктуры и последовательность реализации всего этого;

- этап **реализации** — как говорят в России, стройка — это не то, что можно закончить, а то, что можно остановить. К сожалению, нефтяная стройка, видимо, этим тоже характеризуется.

График на Рисунке 2.1.15 построен нами на основе анализа значительного числа нефтяных проектов. Она показывает, как выглядит проект, если все решения на каждом из этапов были приняты верно (зеленая линия) или нет (красная линия). Например, были хорошая проработка проекта и хорошее исполнение, мы получаем верхний результат, который условно

можно принять за 100. А если мы сделали хорошую проработку проекта, но пришли к слабой реализации, то потеряем процентов 20.

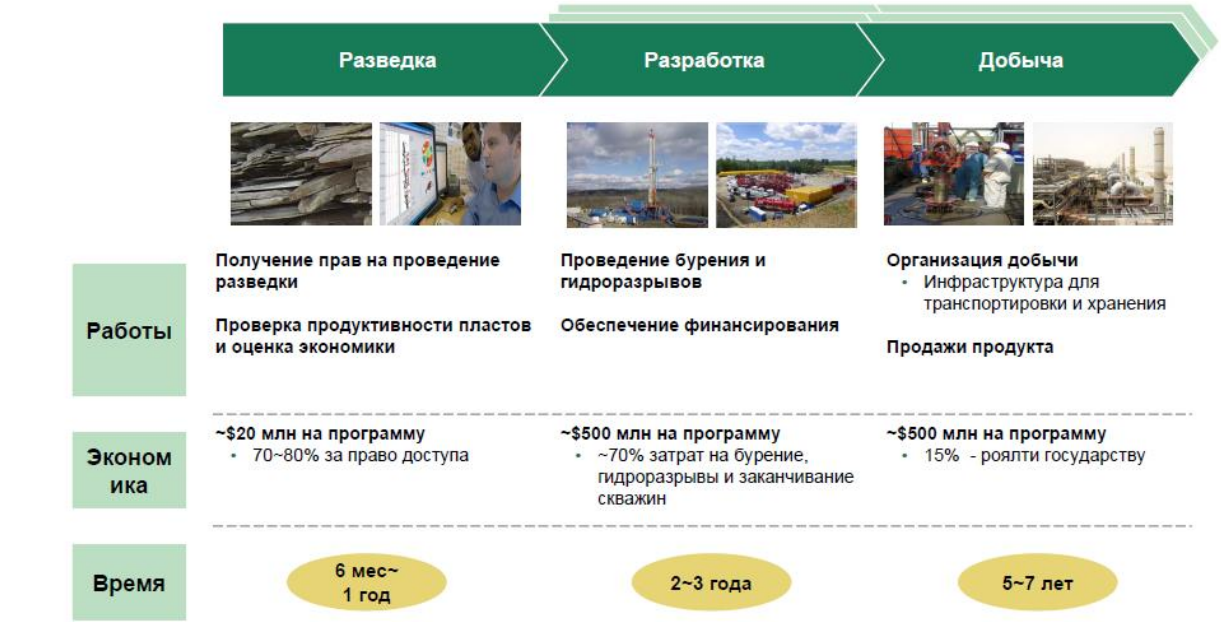
Рисунок 2.1.15. Ценность проекта в зависимости от решений на разных стадиях



Самое плохое — вот эти два этапа (определение проекта и концептуальное проектирование), которые зачастую даже не предусмотрены в процессах принятия решений компаний, могут сделать так, что мы никогда не выйдем на хороший проект. Мы можем изначально выбрать субоптимальный проект просто потому, что не рассмотрели альтернативы или, рассматривая альтернативы, не применили правильные критерии к тому, что будем реализовывать. В таких случаях даже при хорошей реализации проекта мы получим максимум 20% от его стоимости.

Поэтому, особенно в добыче, точно нельзя экономить на разведке, потому что она определит, что мы будем делать, и точно нельзя ограничиваться рассмотрением только одной концепции, потому что иначе мы можем упустить концепцию, которая будет более эффективной.

Рисунок 2.1.16. Пример программы



На Рисунке 2.1.16 рассмотрен пример сланцевого варианта, зарубежные проекты. Разведка, которая складывается из получения прав на определенный участок земли и проверки продуктивности пластов и оценки экономики, — это порядка 20 млн долларов на программу. Американцы это делают за шесть месяцев — год. У нас, если все получится, это делают лет за семь. Конечно, в данном случае речь идет о месторождениях другого масштаба, где столь длительный этап разведки может быть оправдан, но даже если месторождение поменьше, не всегда мы успеваем так быстро.

Второй этап — это разработка, проведение бурения и гидроразрывов, обычно сланцевики уже на этом этапе ищут финансового партнера, которым зачастую выступают менеджеры или фонды венчурных инвестиций. Стоимость порядка 500 млн долларов, продолжительность — два-три года, на этом этапе они обычно набуривают основную часть скважин и проводят основные гидроразрывы, тем самым подтверждая правильность разведки и потенциал; подтверждают, что в итоге идет из скважины: нефть, газ, конденсат или какая-то смесь из всего этого, — и более четко понимают экономику.

Основываясь на этих двух составляющих, следующим этапом начинают оптимизировать инфраструктуру транспорта и хранения. Это тоже порядка 500 миллионов долларов на программу, из которых около 15% — выплаты государства. Добыча — это самый продолжительный этап, порядка пяти-семи лет. Конечно, бурение продолжается и на более поздних этапах, но схематично добычные проекты выглядят так, как показано на Рисунке 2.1.16.

Для большинства месторождений, чья жизнь длится 10–20 лет, есть целый набор действий, позволяющих эту жизнь продлить и повысить конкурентоспособность, — см. Рисунок 2.1.17.

Рисунок 2.1.17. Циклы оптимизации затрат

Примечание: Все показатели экономии рассчитаны исходя из Орех на уровне $15-20/брл нэ
Источник: отраслевой опыт проектов BCG

THE BOSTON CONSULTING GROUP

После 2014 года, когда цены на нефть упали, большинство игроков провели от одного до трех этапов сокращения себестоимости добычи. На рисунке 17 схематично отражены, с одной стороны, самые масштабные с точки зрения эффекта и, с другой стороны, самые простые в реализации методы, которые были задействованы. В конечном итоге такие программы были реализованы почти всеми международными компаниями и существенной частью национальных игроков.

Я бы хотела озвучить следующий тезис: конечно, в добыче очень многое определяется геологией, местоположением, качеством запасов, но есть огромный потенциал повышения эффективности и продления конкурентоспособности жизни. Поэтому, как мне кажется, одна из тем индустрии будущего — мы уходим из состояния, когда наблюдался существенный разрыв между ценой ОПЕК на нефть и себестоимостью, и приходим к ситуации, когда цена будет определяться балансом спроса-предложения. И если эта отрасль хочет остаться конкурентоспособной в России, именно на этих рычагах, указанных на Рисунке 2.1.18, нужно концентрировать внимание управленцев.

Рисунок 2.1.18. Резервы повышения эффективности

Перейдем к нефтепереработке.

Нефтепереработка

В цепочке создания стоимости, показанной на Рисунке 2.1.19, мы поговорили про разведку, разработку и добычу — upstream, условно говоря. Дальше есть еще два замечательных сегмента: midstream и downstream.

Midstream — это транспортировка и хранение, осуществляемые трубопроводами, танкерами или бочками.

Есть трейдинг, который позволяет определить, каким образом оптимальнонаправить, по какому каналу какому клиенту сырую нефть или переработать все, что мы добыли. Есть переработка, которая позволяет конвертировать часть нефти во что-нибудь более полезное. Есть поставки и продажи — все, что касается крупнотоннажных клиентоперевозок и оптимизации цепочки вторичной логистики; маркетинг и сбыт — это знакомые нам АЗС, а также продажа авиационного топлива, конденсатов газов.

Переработка — это сегмент, который конвертирует нефть в основные виды нефтепродуктов. На входе поступает нефть, потом газ, используемый как топливо для разогрева (это, грубо говоря,

кипячение), и катализаторы — элементы, позволяющие все этапы переработки выполнять более эффективно.

На выходе у нас три вида продуктов: — легкие (условно говоря, бензин), средние дистилляты и специальные продукты, такие как битум, масла, мазут.

Рисунок 2.1.19. Цепочка создания стоимости

То, что происходит внутри НПЗ, можно выделить в три группы — см. Рисунок 2.1.20:

1. **Дистилляция,** — то есть разогрев, при котором из смеси углеводородов разных характеристик (которой является нефть) мы при разных температурах получаем разные виды продуктов;

2. **Конверсия** — когда мы длинные молекулы разбиваем на более короткие, потому что более короткие ценнее;

3. **Очистка и доработка**. Очистка — это удаление всего вредного и лишнего, чего не должно быть в продуктах: это могут быть тяжелые металлы, сера, еще какие-то загрязнители. Доработка — это когда мы начинаем эти разбитые и отдистиллированные молекулы самым разным образом комбинировать (так называемый процесс риформинга, например).

И в конечном итоге этот комплекс имеющегося у нас сырья, достаточно сложный и очень тесно взаимосвязанный, позволяет нам произвести оптимальный набор продуктов.

Рисунок 2.1.20. Переработка

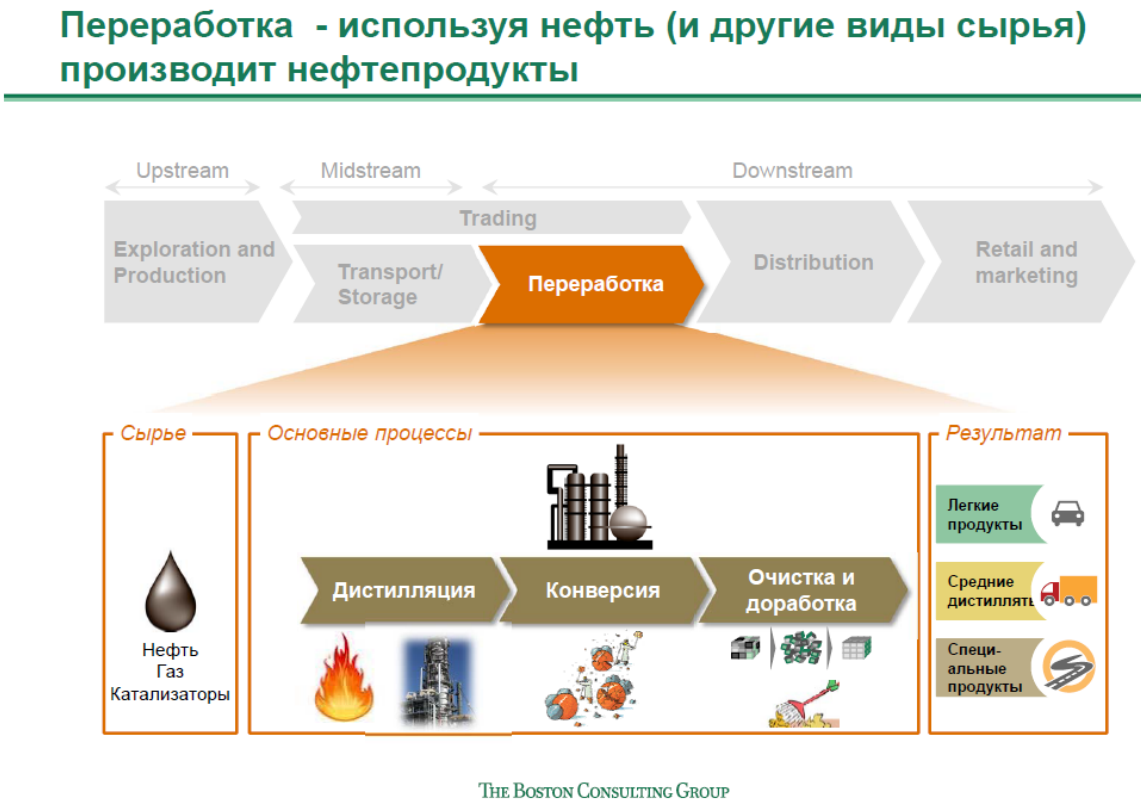


Рисунок 2.1.21. Факторы, определяющие прибыльность НПЗ

Для прибыльности нефтепереработки важны три группы факторов — см. Рисунок 2.1.21:

- **Структурные факторы** — то, что мы не можем поменять (местоположение и конфигурация завода);
- **Операционные факторы** — насколько эффективно мы управляем машиной. Например, мы можем ездить на автомобиле, расходуя 20 литров на 100 км, а можем ездить, расходуя 11 литров. Зависит от нашего стиля вождения и от целей, которые мы хотим достичь;
- **Индустриальный контекст** — глобальный спрос и предложение.

Поговорим чуть подробнее о структурных факторах. На Рисунке 2.1.22 вы видите масштаб влияния каждого из факторов на маржу нефтепереработки.

Это, в первую очередь, **доступность разных видов сырья и энергии**. К примеру, наши заводы в основном получают все сырье из одного источника — по магистральному трубопроводу «Транснефти». Соответственно, у них есть очень ограниченная возможность подбирать сырье, которое в каких-то конкретных условиях могло бы быть более эффективным.

Рисунок 2.1.22. Структурные факторы и их влияние на преимущество по марже

Заводы, стоящие на побережье, имеют возможность закупить, например, один танкер легкой нефти, один танкер тяжелой нефти, танкер высокосернистой нефти и еще какой-нибудь мазут, пришедший на танкере по очень хорошей цене, смешать и за счет этого повысить эффективность корзины.

Важную роль играют **цены на энергию**, в данном случае на газ. Это то, что делает российские заводы достаточно конкурентоспособными.

Второй фактор — это **масштаб**, поскольку речь идет о больших термических процессах и просто базовая физика-химия определяет, что более крупные установки, более крупные производства имеют более низкую удельную себестоимость, в том числе за счет большей энергоэффективности. Происходит экономия на масштабе. Поэтому, если смотреть эволюцию заводов во времени, заводы развивались в сторону увеличения. И закрываются на сегодняшний день преимущественно маленькие заводы.

Третий фактор — это так называемая **сложность**. Вернемся к Рисунку 2.1.20: Если у нас очень хорошая легкая нефть, мы можем ее заливать в бензобак напрямую или слегка прокипятив. Нам вообще в этом случае вторая и третья стадии (конверсия, очистка и доработка) не нужны. Некоторые заводы в этой парадигме и существуют — правда, не всегда легально, но сейчас не об этом.

Мы можем сделать конверсию, — то есть минимально разбить самые тяжелые остатки, — но не потратить деньги на доведение до ума, например, по сернистости или каким-то другим показателям. Тогда у нас тоже получится продукт, просто он не будет удовлетворять спецификациям и будет продаваться со скидкой. А можем инвестировать во все три стадии переработки и еще в то, чтобы обеспечить **гибкость**: хочу — сегодня этот набор продуктов произвожу, а завтра другой (например, меньше дизеля и больше бензина), то есть произвожу в разных режимах. Эта гибкость стоит денег с точки зрения инвестиций в оборудование, но она может приносить дополнительную прибыль.

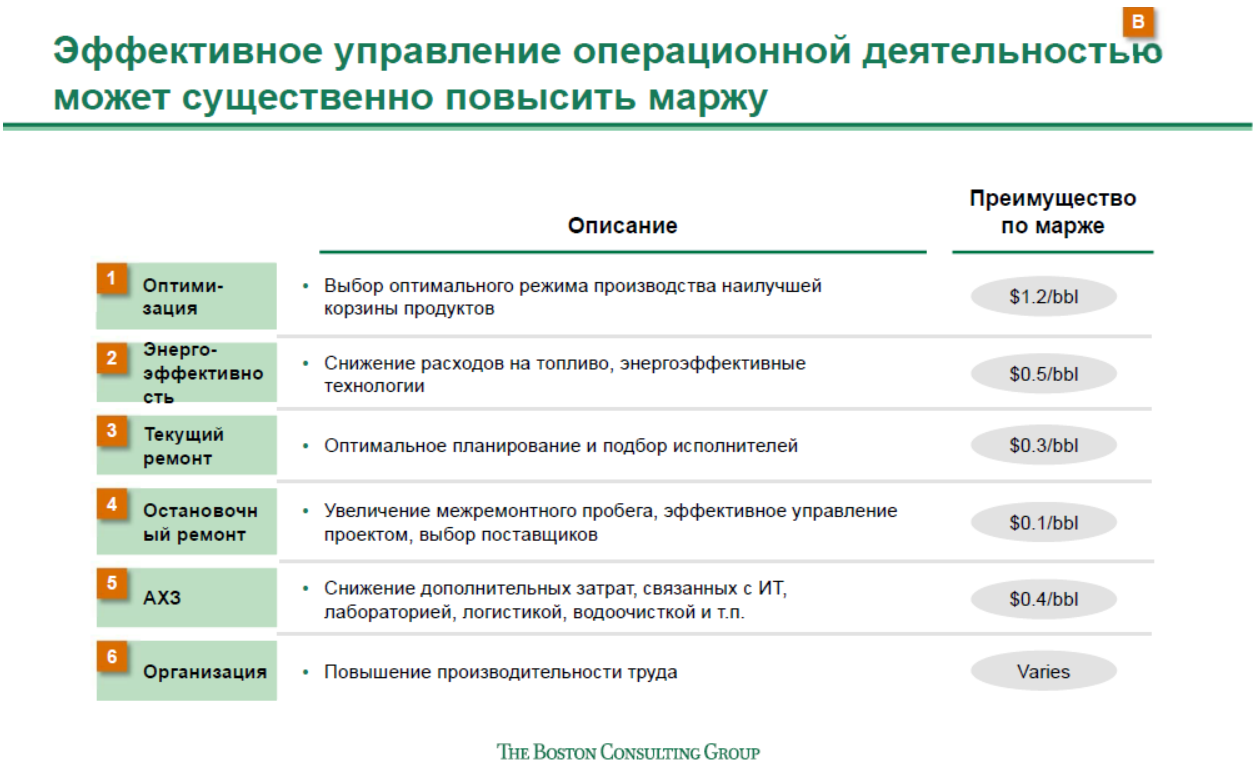
Вернемся к Рисунку 2.1.22. Вот это и есть сложность. Есть так называемый индекс Нельсона, который характеризует заводы с точки зрения «навороченности» установки. Во многом именно сложность является определяющим фактором среди структурных.

Четвертый структурный фактор — **возможность интеграции с нефтехимией**. Об этом мы поговорим чуть дальше. Грубо говоря, три элемента нефтепереработки, которые я обозначила, могут быть дополнены другими процессами, более сложными — например, когда мы удаляем один кусок молекулы и добавляем какой-то другой и за счет этого получаем продукт с другими физико-химическими качествами. И что самое главное, не газообразный, зачастую не льющийся, а тяжелый, что позволяет его легче транспортировать. Но он стоит дороже. Обычно интеграция — это очень эффективно. Мы видим, что большинство новых заводов строятся интегрированными с нефтехимией, а закрываются те, у которых такой интеграции нет.

Пятый структурный фактор — это **доступ на рынок**. Во-первых, конечно, хорошо быть на рынке с дефицитом продуктов. И, во-вторых, хорошо быть близко расположенным к крупным логистическим узлам, в первую очередь портам и железной дороге, — это значительно повышает конкурентоспособность продукции и расширяет число опций по ее сбыту.

Следующая составляющая, о которой мы упоминали, — это операционная эффективность. На Рисунке 2.1.23 перечислены ее рычаги.

Рисунок 2.1.23. Рычаги операционной эффективности



Эффективное управление операционной деятельностью может существенно повысить маржу

B

	Описание	Преимущество по марже
1 Оптими-зация	• Выбор оптимального режима производства наилучшей корзины продуктов	$1.2/bbl
2 Энерго-эффективность	• Снижение расходов на топливо, энергоэффективные технологии	$0.5/bbl
3 Текущий ремонт	• Оптимальное планирование и подбор исполнителей	$0.3/bbl
4 Остановочный ремонт	• Увеличение межремонтного пробега, эффективное управление проектом, выбор поставщиков	$0.1/bbl
5 АХЗ	• Снижение дополнительных затрат, связанных с ИТ, лабораторией, логистикой, водоочисткой и т.п.	$0.4/bbl
6 Организация	• Повышение производительности труда	Varies

THE BOSTON CONSULTING GROUP

Первый рычаг, о котором стоит поговорить, — **оптимизация**. Она сочетает несколько важных моментов: из какого сырья производим, и даже для российских заводов, у большинства из которых, как я уже говорила, нет опций по нефти, есть опция в рамках одной компании перевозить промежуточные фракции с одного завода на другой и доочищать. То есть вместо того, чтобы продавать просто как мазут или даже какой-нибудь субстандартный продукт, если мы на другом заводе имеем недозагруженные мощности вторичной, третичной переработки, мы можем перевезти это как сырье и дозагрузить. Вторая опция — это выбор продуктов. Могу больше дизеля / больше бензина / больше авиационного топлива / больше масел — то есть в зависимости от того, какие цены и какие у меня каналы сбыта, я должна выбрать оптимальный вариант. Ну и естественно, опции логистики во многом определяют, какой у нас будет нетбэк, — то есть чистая приведенная стоимость на воротах завода.

Для решения этой задачи есть специализированные программные продукты. Хорошая новость: — почти на всех наших заводах они установлены. И не очень хорошая новость: — оптимизацию можно делать, зажав все ограничения так, что оптимальный ответ будет один, либо развязав ограничения и действительно решая оптимизационную задачу раз в неделю или, скажем, раз в месяц. Вот со вторым подходом у всех компаний по-разному, но это все же большой шаг к повышению потенциала.

Энергоэффективность — это более традиционный рычаг. Снижение расходов на топливо, экономия электроэнергии всеми доступными способами. Поскольку большинство процессов требует разогрева, а потом в какой-то момент готовый продукт, наоборот, нужно охлаждать, на все это расходуется огромное количество энергии. Поэтому стоит задача выстроить теплообмен таким образом, чтобы нести минимальные потери. То есть лишний раз не греть и использовать тепло, высвобождаемое, например, при охлаждении, для предварительного разогрева сырья — это один из рычагов, который можно задействовать.

Текущий ремонт. Опять же, как в классике: — хорошо бы, чтобы монтер приходил не просто посмотреть на сломавшийся рубильник, а сразу с необходимыми инструментами и выполнял все процессы заранее, не доводя до остановки завода.

Поскольку заводы — комплексы крайне сложные, нужно менять катализаторы и вообще хотелось бы проверить, что ничего не взорвется, есть так называемый **остановочный ремонт**. Его можно проводить раз в год, а можно каждые два года, раз в три, раз в пять лет. Например, в Восточной Германии, которая начала со сценария «останавливаемся раз в год» по требованиям техники безопасности, сейчас перешли на ремонт раз в четыре-пять лет, и тоже все хорошо с техникой безопасности. Как мы понимаем, каждая такая остановка стоит больших денег, поскольку маржа завода в день — минимум 3–4 млн долл. Если мы можем делать такие остановки реже и короче, то выигрываем большие деньги.

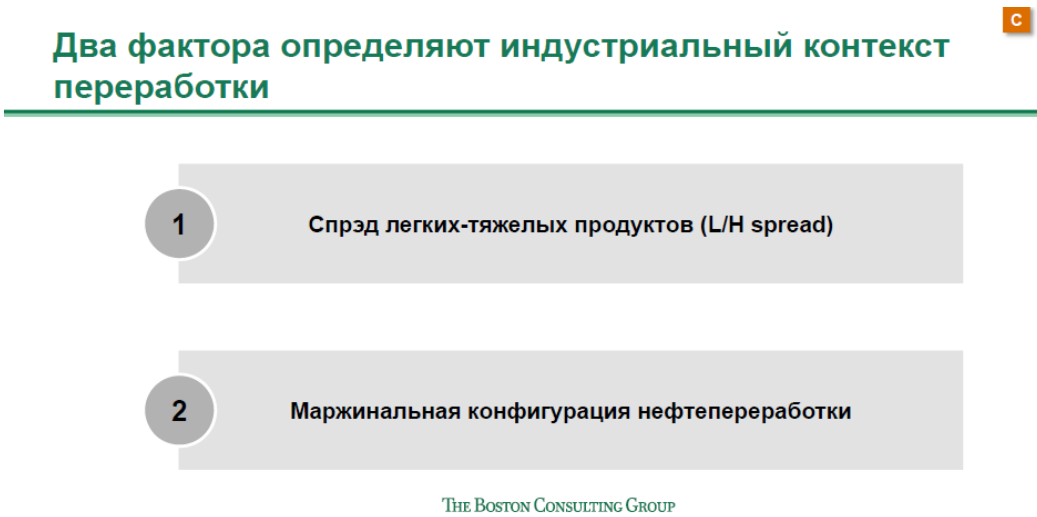
АХЗ. Снижение общехозяйственных затрат и повышение производительности труда. Для сравнения, пока без новых цифр: мы сравнивали новый завод в Индии, завод в Перми и завод в Германии с точки зрения количества персонала. Заводы были очень схожи по конфигурации, по индексу Нельсона, схожи по объему переработки, — то есть производство было одного масштаба. В Германии работало 500 человек, в Индии 1000, у нас 3000.

Третья составляющая — это **индустриальный контекст**.

Иными словами, а есть ли деньги в нефтепереработке вообще? Здесь необходимо отслеживать два основных фактора:

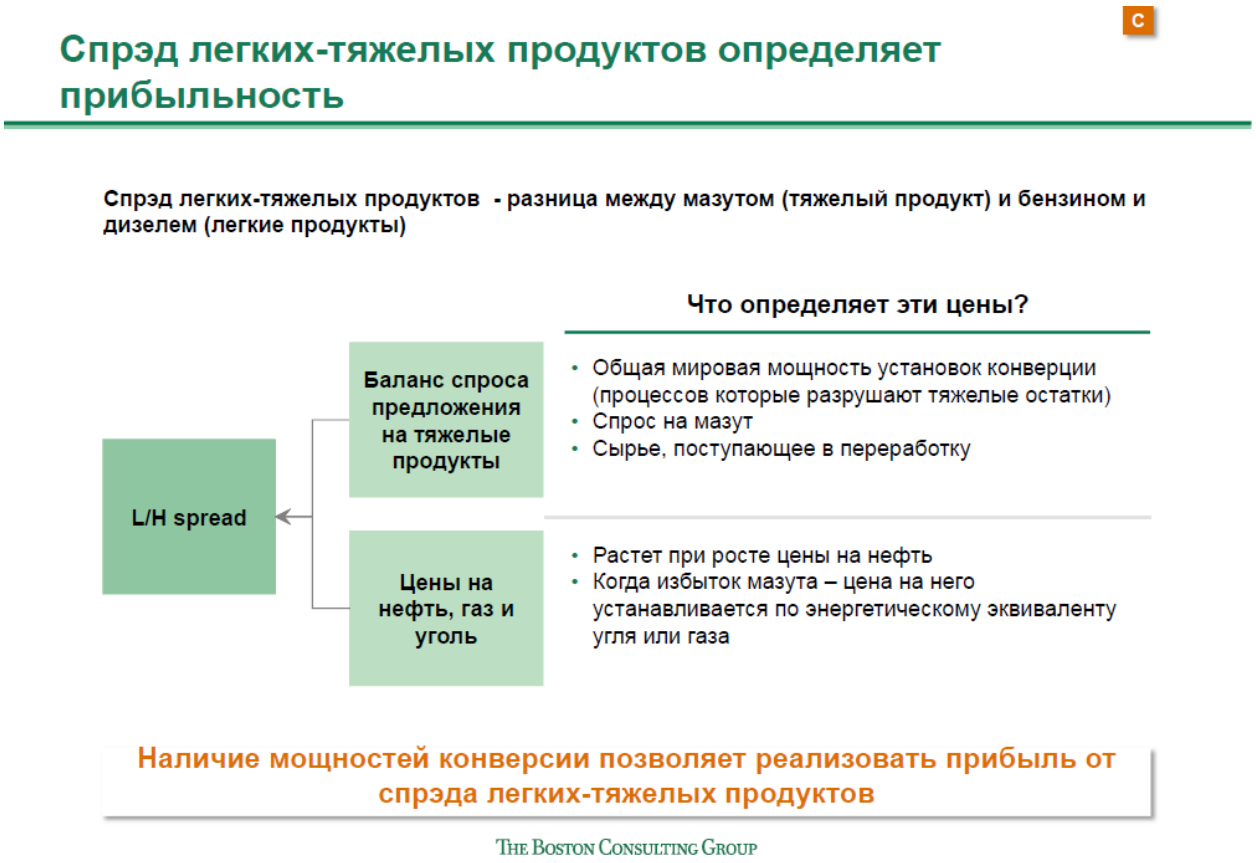
1. Спред легких-тяжелых продуктов
2. Маржинальная конфигурация нефтепереработки

Рисунок 2.1.24. Индустриальный контекст переработки



Поговорим о первом — см. Рисунок 2.1.25.

Рисунок 2.1.25. Спред легких-тяжелых продуктов



Спред легких-тяжелых продуктов во многом определяет прибыльность. Используются, то есть потребляются, в итоге бензин и дизель. И их разница относительно тяжелого мазута, который, грубо говоря, остается после того, как мы забрали бензин и дизель и все остальное, что нам может понадобиться, и есть вот этот **спред легких-тяжелых продуктов**.

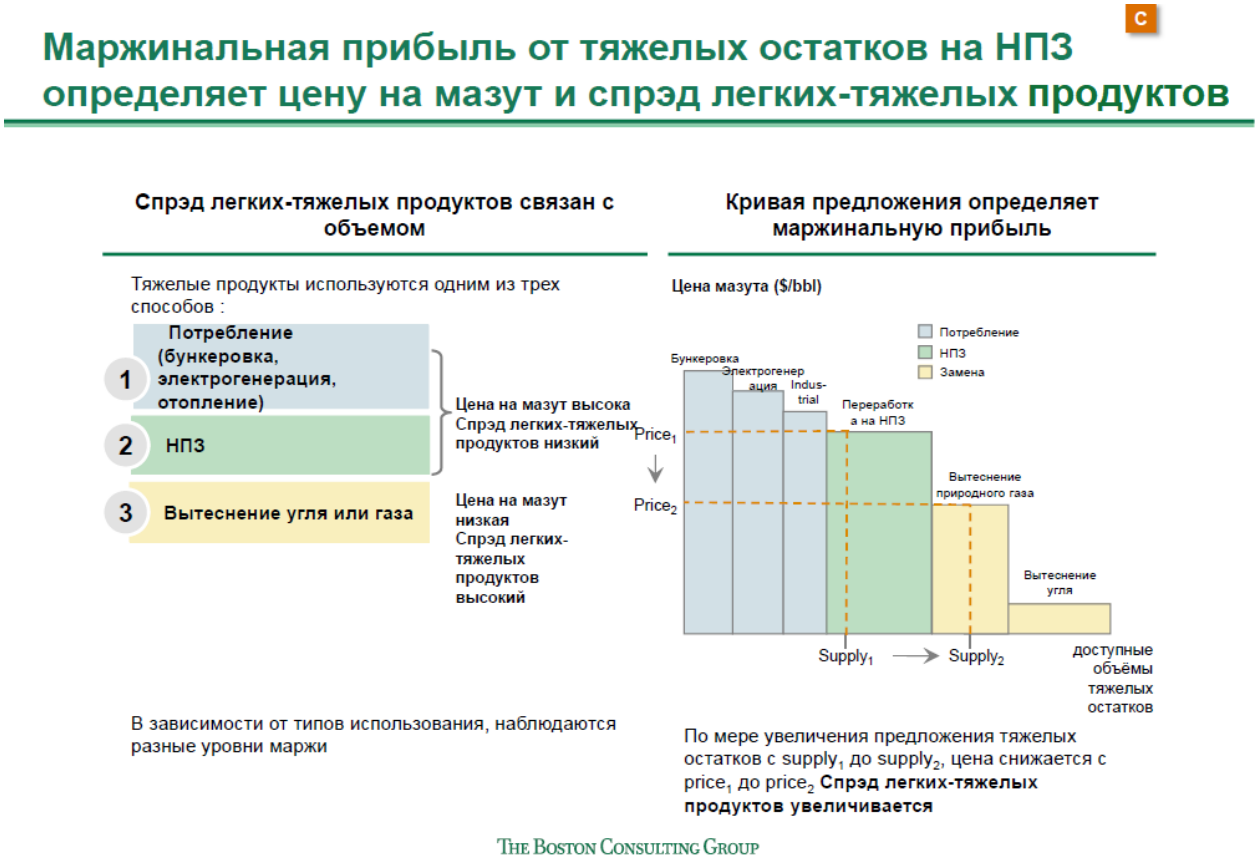
Во многом он определяется тем, что вообще происходит с мировой мощностью, со спросом на мазут, который иногда тоже продается, а также с сырьем, которое поступает на переработку.

Может возникнуть (не дай бог, конечно) конфликт на Ближнем Востоке, из-за чего легкие нефти перестанут поступать на рынок и останутся средний Urals и более тяжелые варианты из Латинской Америки, и в итоге у нас просто физически не будет достаточно легких фракций, даже если их очень захотят производить.

Еще одна важная составляющая — **цены на нефть, газ и уголь**. Мазут с ними особенно тесно связан через топочное топливо. Поэтому его избыток на рынке зачастую очень сильно влияет на цену — в какой-то момент он начинает продаваться по цене альтернативного топлива котельной.

Что еще важно обозначить?

Рисунок 2.1.26. Маржинальная прибыль от тяжелых остатков на НПЗ определяет цену на мазут и спред легких-тяжелых продуктов



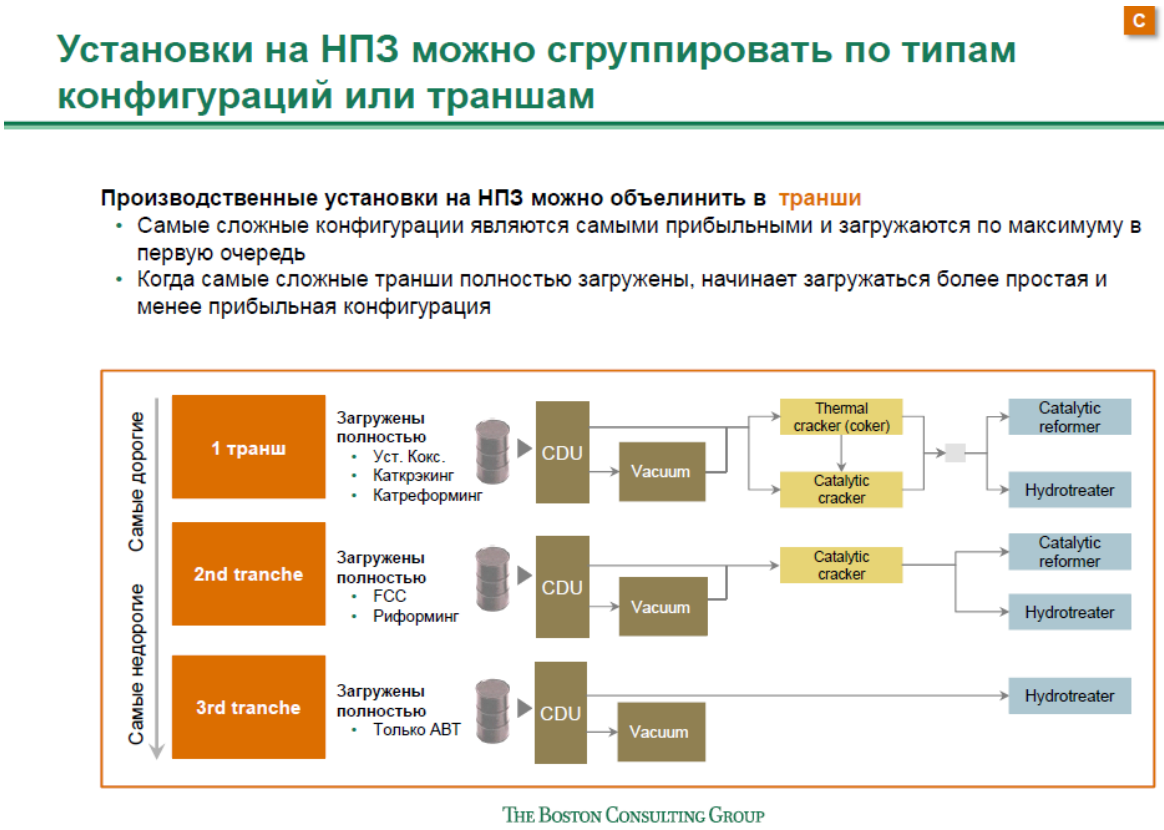
Есть несколько видов использования мазута — см. Рисунок 2.1.26. Первое — классическое потребление, когда конечный клиент, будь то бункеровка, электрогенерация или потребители, использующие его для отопления, просто мазут сжигают.

Второй вид использования — конверсия на НПЗ, и третье — замещение угля и газа опять же в электрогенерации и отоплении.

На этом же Рисунке 2.1.26 представлена лесенка нетбэков, которую определяет кривая предложения. Бункеровка — самый прибыльный сегмент, который дает самую высокую цену. Далее идут электрогенерация и индустриальный потребитель — тоже в основном генерация. Переработка в НПЗ на третьем уровне и ниже всех — вытеснение природного газа и вытеснение угля.

Если мы наблюдаем уровень предложения $supply_1$, тогда у нас цена мазута идет по переработке на НПЗ. Если предложение увеличивается еще больше, то цена мазута снижается с уровня нетбэка переработки на НПЗ до уровня замещения природного газа. И соответственно, когда цена на мазут высока, спред легких-тяжелых продуктов – низкий (если у нас мазута мало и цены на уровне $price_1$). А когда цена на мазут низкая, — то есть на уровне вытеснения угля, например, — то спред легких-тяжелых продуктов высокий и, соответственно, заводы более продвинутой конфигурации зарабатывают еще больше денег.

Рисунок 2.1.27. Классификация установок на НПЗ



Мы говорили о трех этапах — дистилляции, конверсии, доработке и очистке, а теперь поговорим о маржинальной конфигурации, группировке по траншам. Посмотрите на Рисунок 2.1.27.

Самые сложные конфигурации — когда мы кипятим нефть при атмосферном давлении, потом при вакуумном, потом делаем каталитический крекинг, потом еще какие-нибудь процессы риформинга и гидроочистки. Одновременно эта конфигурация самая прибыльная, она выжимает все-все ценные фракции, разделяет их, и мы их можем продать, оставляя только тяжелый остаток.

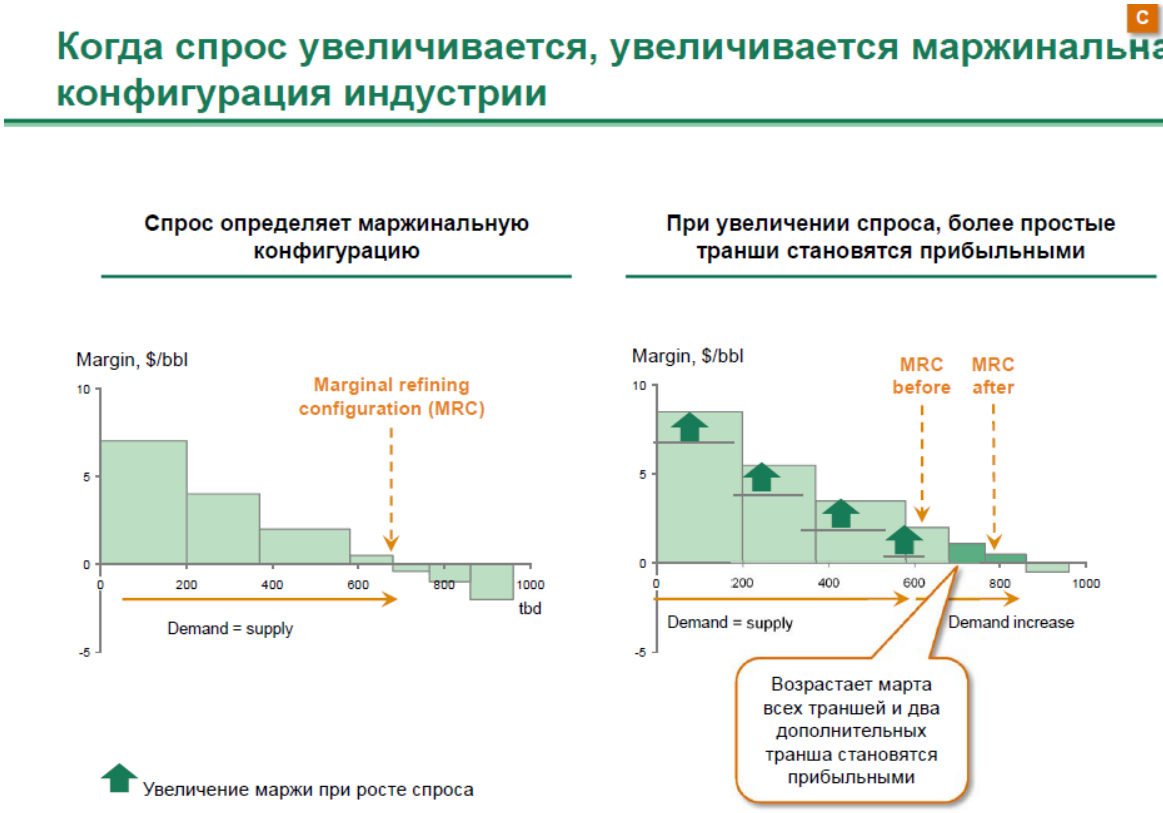
Естественно, этот транш мы будем грузить в первую очередь и по максимуму. Дальше, когда этот транш загрузили, — предположим, у нас есть еще сырье — загружаем второй транш, то есть делаем атмосферную и вакуумную дистилляцию и только каталитический крекинг, потому что установка коксования уже закрылась. И наконец, третий транш самый простой, когда у нас есть возможность только, грубо говоря, прокипятить нефть. Это самая низкоприбыльная конфигурация, ее мы будем догружать только если сырье осталось. Это схематично показано на Рисунке 2.1.28.

Рисунок 2.1.28. Последовательность загрузки траншей НПЗ

Так же, как и в ситуации с лесенкой мазута, заводы будут стараться грузить свои установки до тех пор, пока загрузка маржинальной установки будет приносить деньги. То есть если спред очень большой и нам достаточно слегка прокипятить нефть, чтобы зарабатывать деньги, мы будем грузить третий транш. Если спред маленький и нужно выжать все-все ценное, мы будем грузить только первый транш.

Один из механизмов, которые нужно понять, состоит в следующем: когда увеличивается спрос на продукты, в конечном итоге увеличивается и маржинальная конфигурация — см. Рисунок 2.1.29.

Рисунок 2.1.29. Спрос и маржинальная конфигурация



На левом графике на Рисунке 2.1.29 приведен завод, у которого семь маржинальных конфигураций, из которых только четыре прибыльны в текущей позиции. Есть еще три установки, которые можно догрузить, но в данной ситуации они не догружаются. Теперь предположим, что спрос возрос, и перейдем к правому графику на Рисунке 2.1.29. Рост спроса означает, что возросла цена и, соответственно, маржа всех конфигураций. Следовательно, мы догрузим еще два дополнительных транша, которые стали прибыльными. Эта маржинальная конфигурация и определяет глобальный контекст индустрии.

Приведу пример из текущей ситуации.

Мы сейчас говорим о грядущем в 2020 году изменении регулирования серы в бункеровочном топливе. Вы помните, что бункеровка — основной рынок сбыта мазута.

Исторически агентство по морским перевозкам выделяло две зоны: — зоны контролируемого выброса (вдоль берегов многих европейских бассейнов) и зоны за пределами ECA (вся Атлантика, Тихий океан и т. д.) — см. Рисунок 2.1.30.

Исторически в зонах контролируемого выброса можно было использовать низкосернистый мазут, во всех остальных можно было использовать мазут с гораздо большим содержанием серы.

Рисунок 2.1.30. Регулирование уровня серы в бункеровочном топливе

Что должно произойти в 2020 году? Сохраняются требования по зонам контролируемого выброса, но одновременно существенно снижается лимит допустимого уровня серы во всех остальных зонах, то есть зонах за пределами ECA. Как вы понимаете, эти «все остальные» гораздо больше, чем зоны контролируемого выброса. Это означает, что фактически весь высокосернистый мазут становится невостребованным в этом сегменте бункеровки. А высокосернистый мазут получается из высокосернистой нефти, которой в мире меньше не становится. С точки зрения НПЗ именно процессы очистки позволяют часть этой избыточной серы убрать. Но этот процесс очень дорогой. В результате введения новых правил снизится цена на мазут, и, соответственно, реформа повлечет за собой значительные изменения для нефтепереработки в целом.

Мы в своей модели видим, что падение спроса ожидается на уровне 2 млн баррелей в день, при этом к тому же сроку произойдет увеличение предложения, и, следовательно, мы рискуем оказаться в ситуации, когда цена на высокосернистый мазут окажется близкой к цене на альтернативное топливо вроде угля — см. Рисунок 2.1.31.

Что это означает? В первую очередь выиграют конфигурации заводов с высокими выходами дизеля, с высокими процессами конверсии и заводы с любыми другими способами, что называется, не производить мазут — этого можно избежать, производя либо битум, либо смазочные материалы — см. Рисунок 2.1.32.

Рисунок 2.1.31. Последствия введения IMO для высокосернистого мазута

Рисунок 2.1.32. Кто выигрывает от введения новых норм IMO?

Кто проигрывает? Конфигурации с высоким выходом высокосернистого мазута — это в значительной степени российские НПЗ и НПЗ бывшего СССР — и те НПЗ, которые ориентированы только на бензин, поскольку очень много бензина будет выходить с других заводов, которые станут производить его как побочный продукт при переработке мазута на установках коксования.

Что с этим делать? Вариантов не очень много.

Во-первых, надо инвестировать в установки десульфуризации, либо битума, либо базовых масел, либо гидрокрекинга и коксования, но это все требует денег и времени. Поэтому, особенно в ситуации, когда нефтепереработка перестала быть привлекательным сегментом, вероятность быстрой реализации таких проектов не очень высока.

Можно пытаться решить проблему внутризаводской оптимизацией, но потенциал такого подхода ограничен. Мы предполагаем, что (особенно на европейском рынке) будет происходить значительное количество сделок по продаже НПЗ или по конвертации НПЗ в терминалы.

Рисунок 2.1.33. Вызовы для нефтеперерабатывающей отрасли

Несколько слов о вызовах, с которыми сталкивается нефтепереработка. Я привела пример регулирования уровня серы, содержащейся в бункеровочном топливе, но перечень вызовов со стороны регуляторов этим не ограничивается — см. Рисунок 2.1.33.

Был скандал с дизелем, есть вопросы и у потребителя относительно экологичности дизеля и бензина, и если мы хотим сохранить эти продукты как транспортные решения, то необходимо переходить на все более высокие стандарты качества.

По разные стороны Атлантики есть разные точки зрения относительно актуальности Парижского соглашения, но снижение выбросов CO_2 остается достаточно актуальной темой, а нефтепереработка, как мы уже говорили, процесс энергоемкий, поэтому подвергается пристальному вниманию регуляторов в первую очередь.

Помимо этого, есть целый ряд вопросов со стороны спроса и предложения. Есть изменение структуры спроса, есть ограничение на сырье — у части регионов имеется доступ только к высокосернистому или тяжелому сырью (например, Венесуэла). Мы сталкиваемся с тем, что называется пиком спроса на нефтепродукты, то есть происходит замедление и роста населения, и роста автомобилизации, и удельного потребления бензина на 1 км. Также возникает избыток мощностей в части регионов: мы говорили, что один из важных структурных факторов — это близость к потребителю, а потребителей все больше становится в Индии, Китае и Латинской Америке. Соответственно, переработка смещается вслед за ними.

Рисунок 2.1.34. Влияние глобальных и региональных трендов на сегмент нефтепереработки

Поговорим о разнице между регионами и странами. Для США, естественно, одним из вызовов является новая налоговая политика — точнее, ее неопределенность. Также для них является вызовом возрастающая роль экспорта, к чему они совершенно не приспособлены. Ну и конечно, активизм акционеров, которые все больше озабочены экологическими вопросами.

Европа больше других регионов столкнулась с закрытием НПЗ, она остается очень зависимой от импорта дизеля, — в том числе российского, и — при этом экспортирует бензин в США. Также вопросы конкурентоспособности, особенно по сравнению с НПЗ США, становятся для нее очень актуальными.

В азиатских странах есть риск создания очень длинного рынка, потому что они наблюдают замедление спроса при продолжающемся строительстве новых мощностей. Это высокотехнологичные регионы, которые требуют определенного уровня подготовленности персонала, — но не всюду в Индии или Китае удается найти подходящие кадры. Кроме того, особенно в Китае вопросы защиты окружающей среды и сокращения выбросов CO_2 играют все большую роль и не могут не затронуть нефтепереработчиков.

Рисунок 2.1.35. Последствия для сегмента нефтепереработки

Фактически это означает, что индустрии придется инвестировать в более сложные конфигурации, чтобы соответствовать все более высоким требованиям по качеству, — в том числе инвестировать в снижение выбросов, во всевозможные улавливатели CO_2 и технологии повышения энергоэффективности.

Вероятнее всего, ближайшие 10 лет для индустрии станут периодом гораздо меньшей стабильности норм прибыльности.

Вообще, доходность нефтепереработки снижалась. Российская нефтепереработка долгое время составляла исключение благодаря налоговому щиту, который создавался на рынке нашим правительством. Однако последний налоговый маневр это чуть снял, и мы сейчас начинаем ощущать, как это происходит у нефтепереработчиков. Проблема с прибылью не только в том, что она снижается, но в том, что она еще и скачет, а это делает затруднительным любые инвестиции.

И конечно, большой вопрос — это ребалансировка спроса. Традиционно наши заводы ориентировались на Западную Европу. У нас есть заводы на Дальнем Востоке, но их количество никак не соотносится с темпами прироста спроса, например, на севере Китая. Почти все игроки сталкиваются с тем, что их традиционный портфель был ориентирован на исторически значимые сегменты потребления, а зайти в новые сегменты удалось не всем.

Вывод – большинство компаний всегда задумывалось о судьбе переработки в их составе. Проводится значительная реструктуризация портфелей переработки. Думаю, все слышали о сделках по покупке-продаже заводов, в том числе с участием российских игроков. Часть заводов начинает функционировать в новых бизнес-моделях — например, в первую очередь как плейтинговые терминалы для трейдеров или как мини-толлинговые компании.

Безусловно, все занимаются операционной эффективностью, и все больше игроков понимает, что применительно к вопросам переработки очень важно развивать конструктивный диалог с правительством, и начинает готовить кадры, которые могут этот диалог формировать. Традиционно игроки фокусировались на том, что если с правительством о чем-то говорить, то только о добыче. В наши дни жизнь стала сложнее.

Рисунок 2.1.36. Реакция компаний

Нефтегазохимия

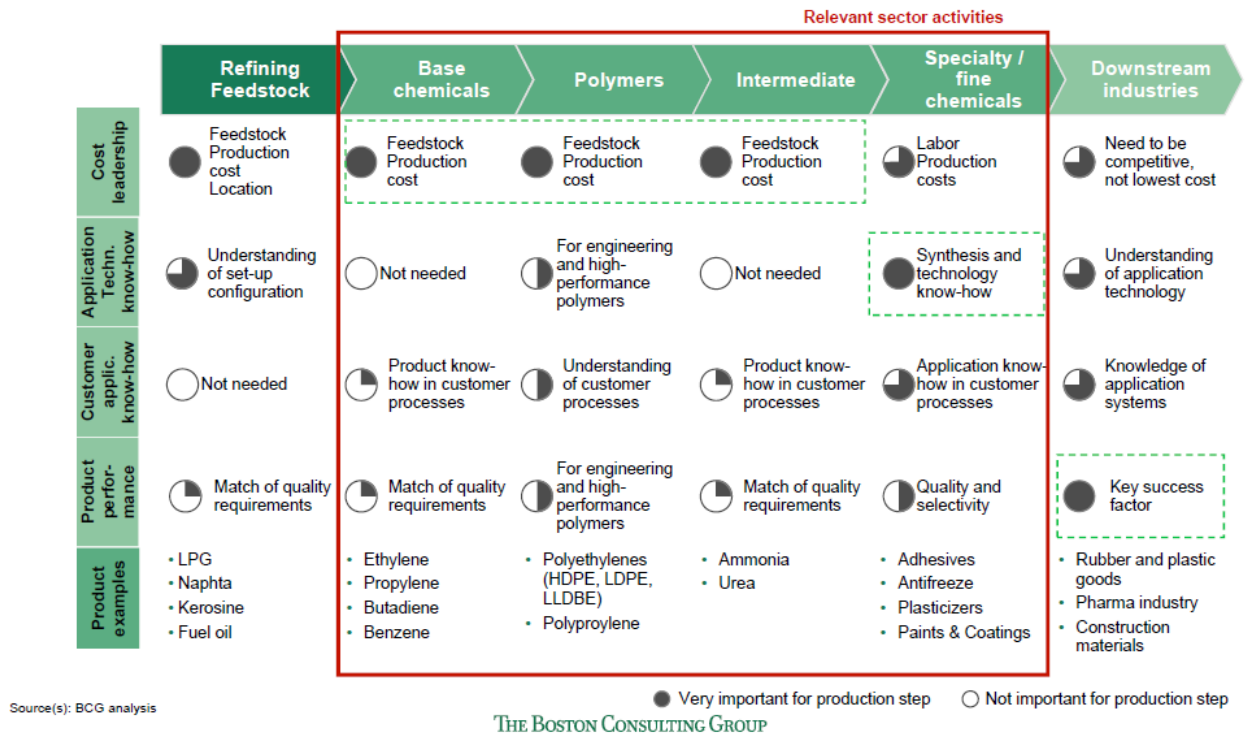
Перейдем к третьему разделу данной лекции. Если бы у нас было больше времени, стоило бы уделить нефтегазохимии в два раза больше времени, чем первым двум разделам, вместе взятым. Этот сектор очень многогранен и в наши дни переживает значительные изменения, в том числе и технологические.

Важно понимать, что нефтегазохимия, несмотря на общее название, — это огромный сегмент, крайне фрагментированный и многообразный. Традиционно выделяют четыре крупных вида химических продуктов:

- Базовые
- Полимеры
- Промежуточные (агро)
- Специальные (или так называемая тонкая химия)

При этом есть факторы конкурентного преимущества, которые для каждого из этих видов имеют разное значение — см. Рисунок 2.1.37.

Рисунок 2.1.37. Продукты нефтегазохимии

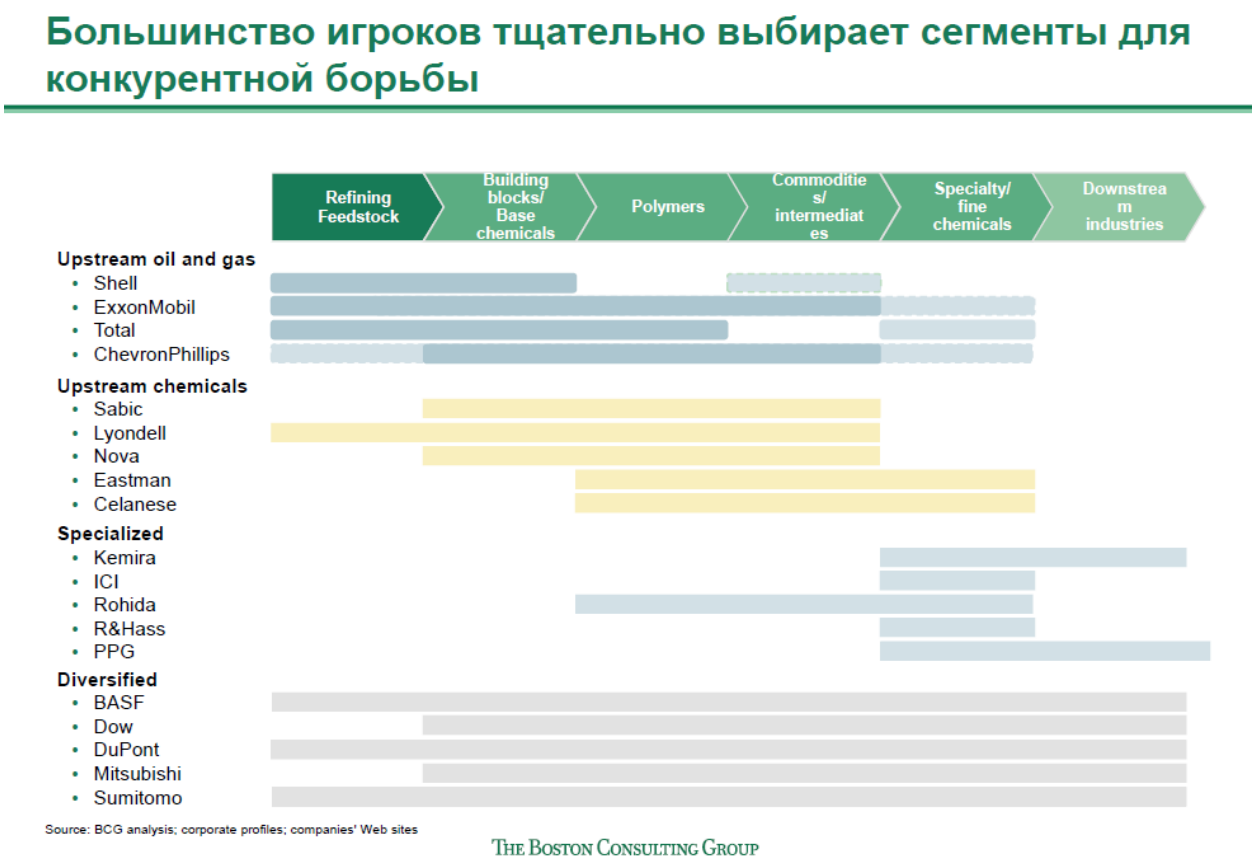


Сегодня войти в комнату или просто посмотреть на свою одежду и не обнаружить продуктов нефтегазохимии невозможно. Продуктов нефтегазохимии много и каждый день становится все больше. И многие вопросы устойчивого развития в наши дни связаны с этим сектором. Хотя одновременно этот сектор сам по себе является источником больших экологических рисков, особенно в ряде регионов.

На Рисунке 2.1.38 перечислены четыре сегмента основных игроков индустрии:

- Игроки нефтегазовой отрасли, часть из которых развила серьезные нефтегазохимические компетенции, в том числе с точки зрения лицензирования базовых процессов и продуктов определенного свойства (upstream oil and gas);
- Игроки, занимающиеся базовыми и простыми продуктами, соединениями (upstream chemicals);
- Специализированные игроки, которые занимаются продуктами тонкой настройки (specialized);
- Универсальные игроки, присутствующие практически во всех сегментах отрасли (diversified).

Рисунок 2.1.38. Четыре сегмента игроков нефтегазохимической отрасли



Если говорить о конкурентных преимуществах, то следует выделить пять основных факторов, перечисленных на Рисунке 2.1.39.

Во-первых, это **сырье**, и один из вопросов — имеется ли преимущество по стоимости сырья, в том числе газа как топлива или как участника процесса переработки.

Второй момент — **насколько сложна логистика сырья и продукции**. В идеале хотелось бы, как в Катаре: 100 метров от месторождения, строим на берегу моря большой завод, который прямо из своего товарного парка отгружает крупные партии на рынок Индии и Китая. Как я уже отметила, часть химических продуктов (например, полимеры) транспортируется гораздо лучше, чем бензин, дизель и другие продукты нефтепереработки. Но даже для полимеров стоит подумать, где расположить завод. В частности, один из моих первых проектов в России был связан с решением локализации заводов газохимии для одного из российских игроков. Мы рассматривали все возможные варианты, и в итоге был выбран Дальний Восток именно в силу того, что иначе не срасталась экономика даже очень крупного производства.

Следующий момент — это **стоимость капитального строительства в сопоставлении с нефтепереработкой**. Любое химическое производство стоит в несколько раз дороже. То есть на тонну сырья капиталоемкость химического производства выше в два-три раза, в зависимости от конфигурации. Продукция тоже стоит гораздо дороже. Но возможность сократить капитальные затраты при помощи различных технологий —

скажем, повышения эффективности управления проектами или просто из-за структурных особенностей — очень важна.

Рисунок 2.1.39. Пять факторов конкурентного преимущества

На Рисунке 2.1.39 показан коэффициент CAPEX. Если принимать Восточную Европу или же США за 1, Саудовская Аравия строит с 5% удорожанием, Китай строит на 25% дешевле, а у нас, к сожалению, в том числе в силу объективных причин, удорожание составляет порядка 40%.

Следующий момент — **развитие компетенций маркетинга и продажи**. Понятно, что самая высокая конкуренция в базовых продуктах, они торгуются на ликвидном рынке, который практически столь же прозрачен, сколь рынок нефти и бензина, и маржи там очень чувствительны. Из-за этого важно вырабатывать такие отношения с основными сегментами клиентов, которые позволят эти сезонные колебания спроса максимально снижать. Более того, когда мы говорим о таком капиталоемком строительстве, очень важно быть уверенным в том, что с момента запуска завода мы сможем его загружать на полную мощность и у нас будет кому продать продукт. Поэтому зачастую в строительство таких производств сразу включают юридические партнерства со state-контрактами, когда покупатель известен задолго до того, как завод будет построен. Естественно, важным является присутствие на основных рынках сбыта.

И на мой взгляд, один из ключевых элементов успеха — **инновации**. Сейчас очень динамично меняются индустрии-потребители, очень большой спрос на более тонкие продукты, на

продукты с другим качеством: будь то дроны или оборудование для производства искусственных органов. Возможность подобрать такое решение, такой материал, такую композицию продукта, которые отвечают потребностям, — это очень важное конкурентное преимущество, и им располагают только ведущие компании в этом секторе.

Поговорим о том, как менялся рынок между 1997, 2008 и 2013 годами, — см. Рисунок 2.1.40. Мы видим, что рынок очень быстро растет, что является огромным преимуществом по сравнению с бензином и дизелем. Также происходит сильное смещение между регионами с появлением новых игроков — опять же, в первую очередь на Ближнем Востоке и в Азии. Здесь приведен только пример этилена, но аналогичная динамика наблюдается практически во всех остальных сегментах.

Отдельно хотелось бы сказать о четвертой индустриальной революции нефтехимии в США. Одним из основных и благоприятных последствий развития сланцевой добычи для Америки стало то, что это позволило им, условно говоря, вернуть из Китая те мощности по производству химической продукции, которые туда эмигрировали в последние 30 лет.

Рисунок 2.1.40. Динамика рынка этилена

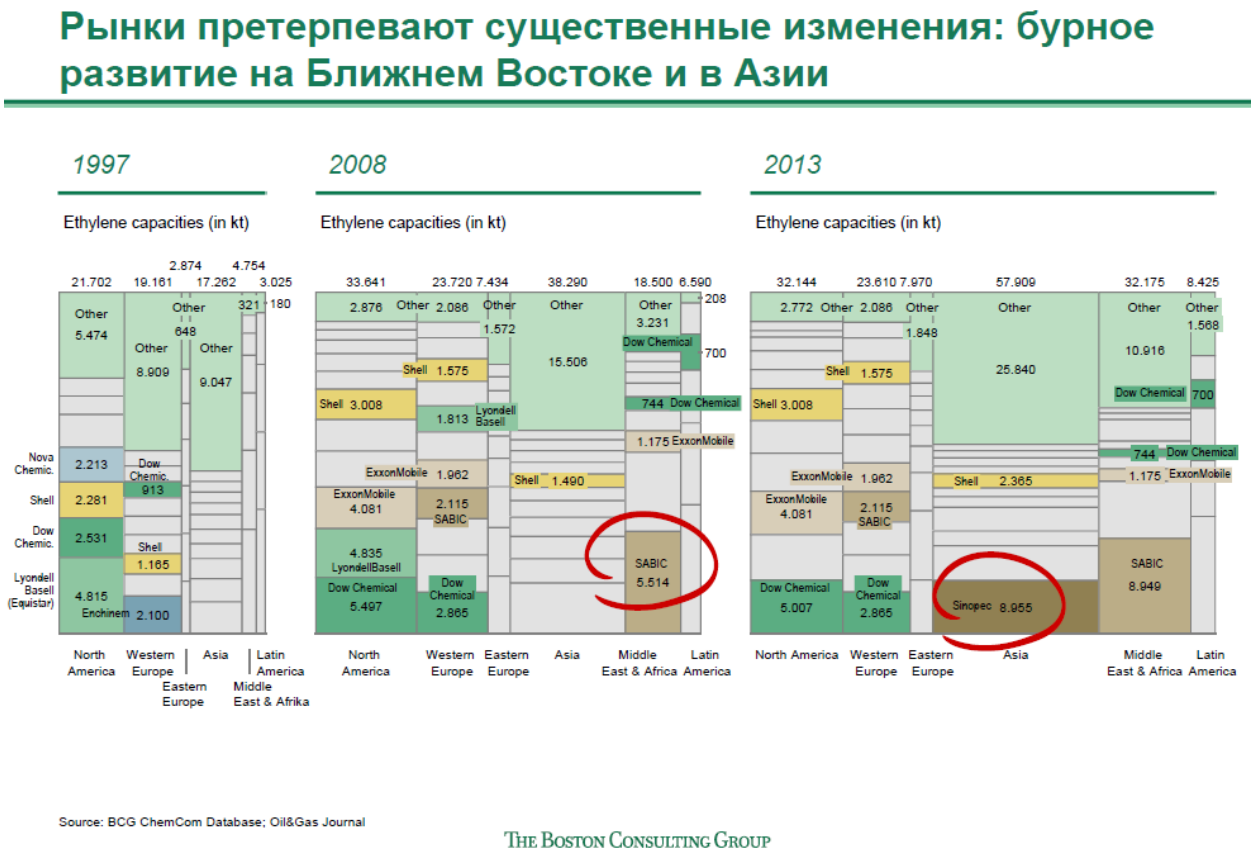
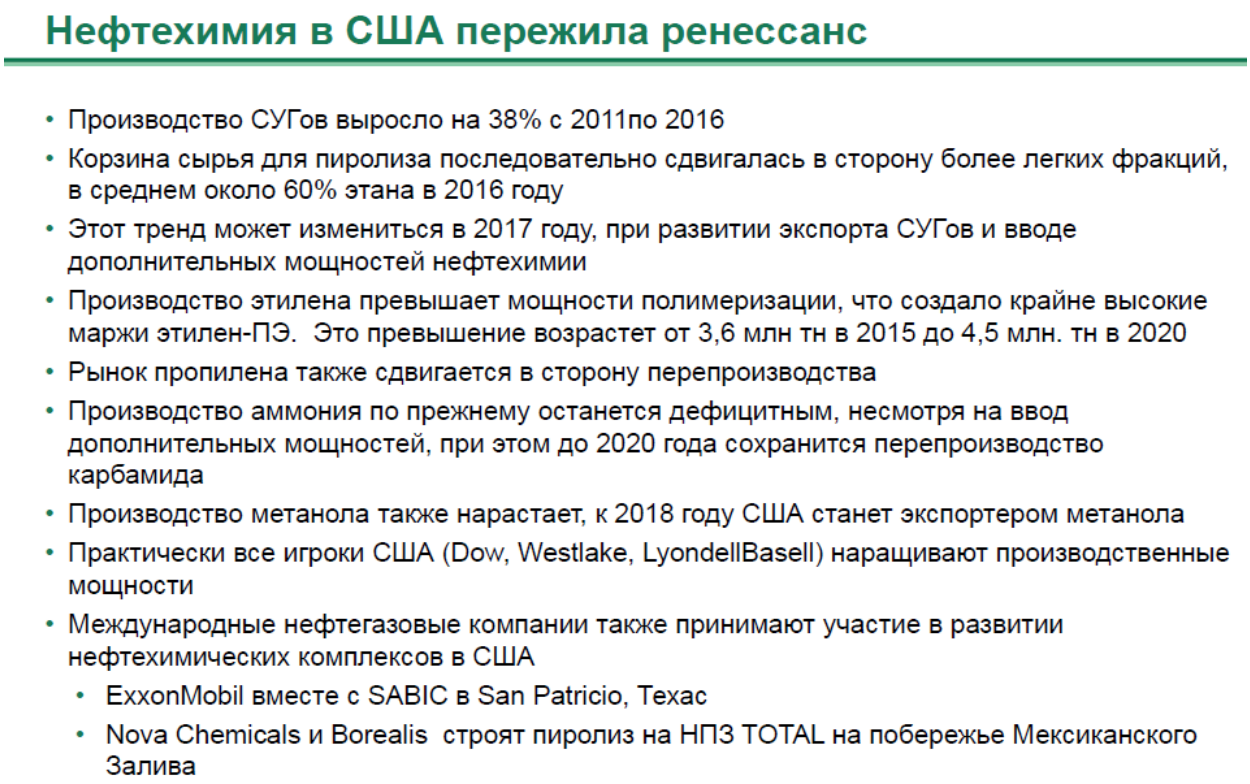


Рисунок 2.1.41. Ренессанс нефтехимии в США



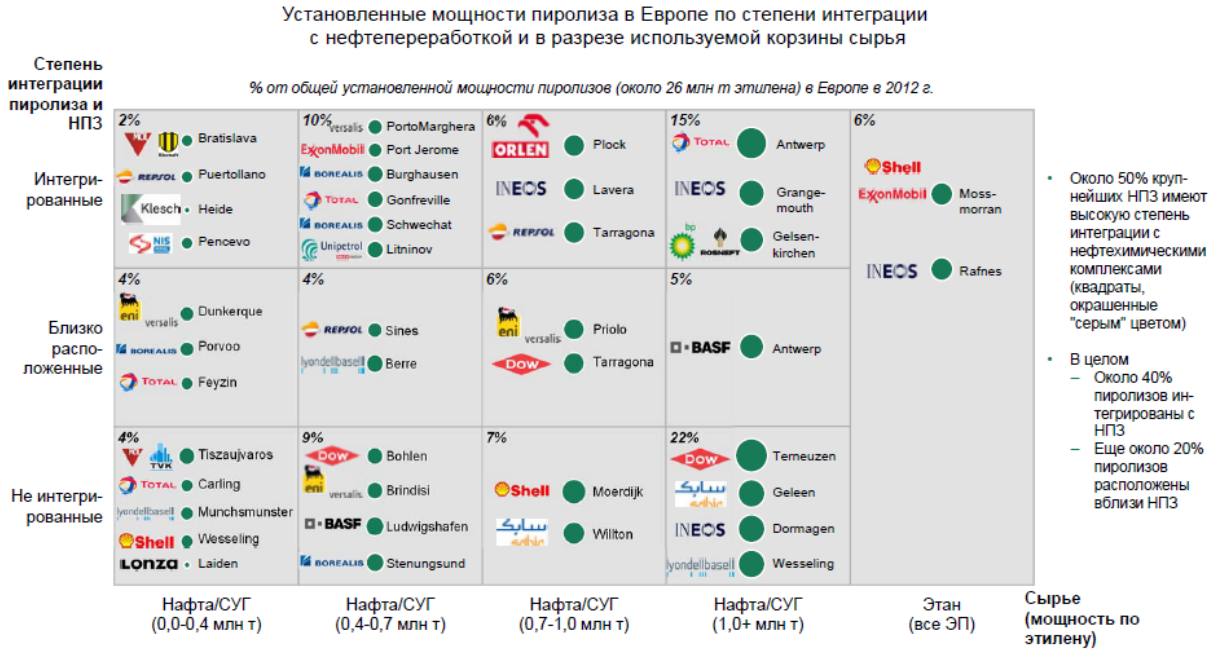
В США наблюдается значительный рост объемов производства СУГов, что является одним из самых ценных видов сырья для нефтехимии. Практически вся существующая нефтехимия начала сдвигаться в сторону СУГов, поскольку они более экономически эффективны. Понятно, что при развитии экспорта, который сейчас растет и активно обсуждается, — разумеется, ситуация может измениться, но толчок уже был дан — появились новые игроки, и мы видим, что международные нефтегазовые компании (в том числе с Ближнего Востока и из других регионов) начинают совместные проекты. На мой взгляд, нет никаких причин, почему Россия не могла бы повторить этот опыт. Собственно, непонятно, почему мы не начали этого делать 20 лет назад, но и сейчас заняться этим не поздно — особенно учитывая то, что у нас есть все возможности для экспорта, нужно только подойти к этому вопросу системно.

Рисунок 2.1.42 иллюстрирует тезис, озвученный мною ранее: очень редко это самостоятельный нефтехимический комплекс, в том числе из-за наличия существенной синергии по сырью и по технологиям. Конечно, можно строить и отдельный комплекс, но зачастую они интегрируются с НПЗ — это характерно как для традиционных, так и для новых регионов. На Рисунке 2.1.43 приведены некоторые примеры.

Почему это выгодно? Они более устойчивы, особенно в сезон «плохих новостей». В Европе, которая переживает спад нефтепереработки, закрываются заводы, у которых нет нефтехимии или которые не имеют достаточной мощности, — см. Рисунок 2.1.44.

Рисунок 2.1.42. Интеграция НПЗ и пиролизов

Около половины НПЗ и пиролизов в Европе с самого начала имеют высокую степень интеграции

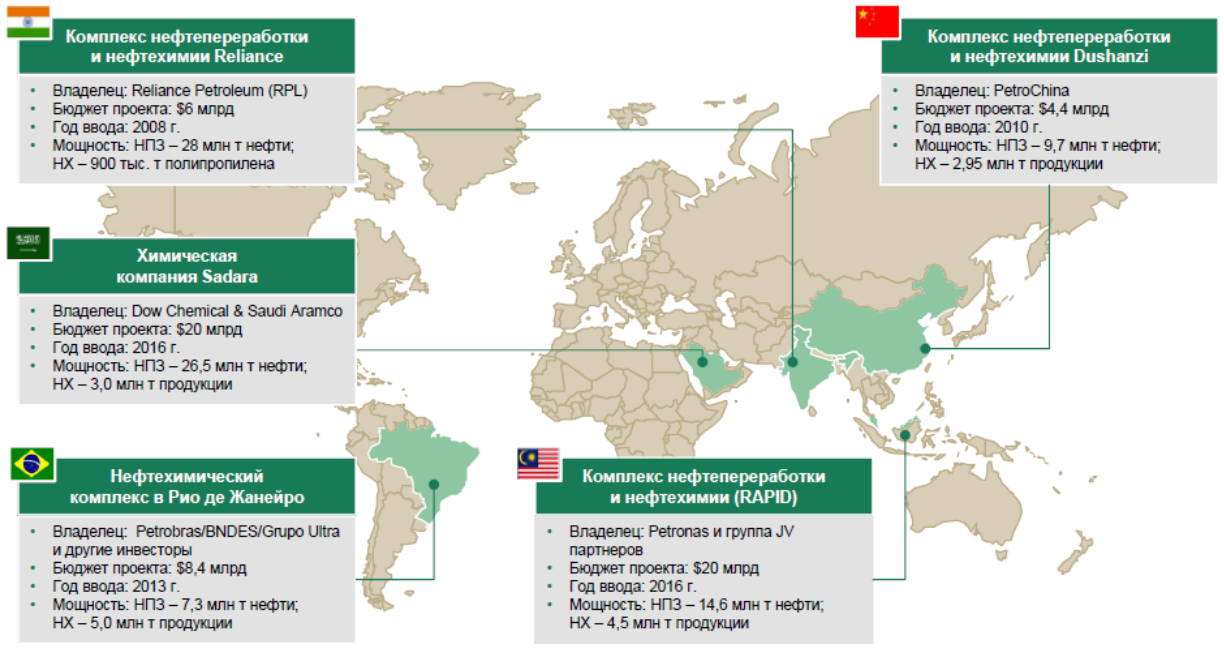


Источник: Данные глобальной практики BCG по работе с компаниями нефтепереработки и нефтехимии; анализ прессы; интервью с международными отраслевыми экспертами

THE BOSTON CONSULTING GROUP

Рисунок 2.1.43. Примеры строительства интегрированных комплексов по нефтепереработке и нефтехимии

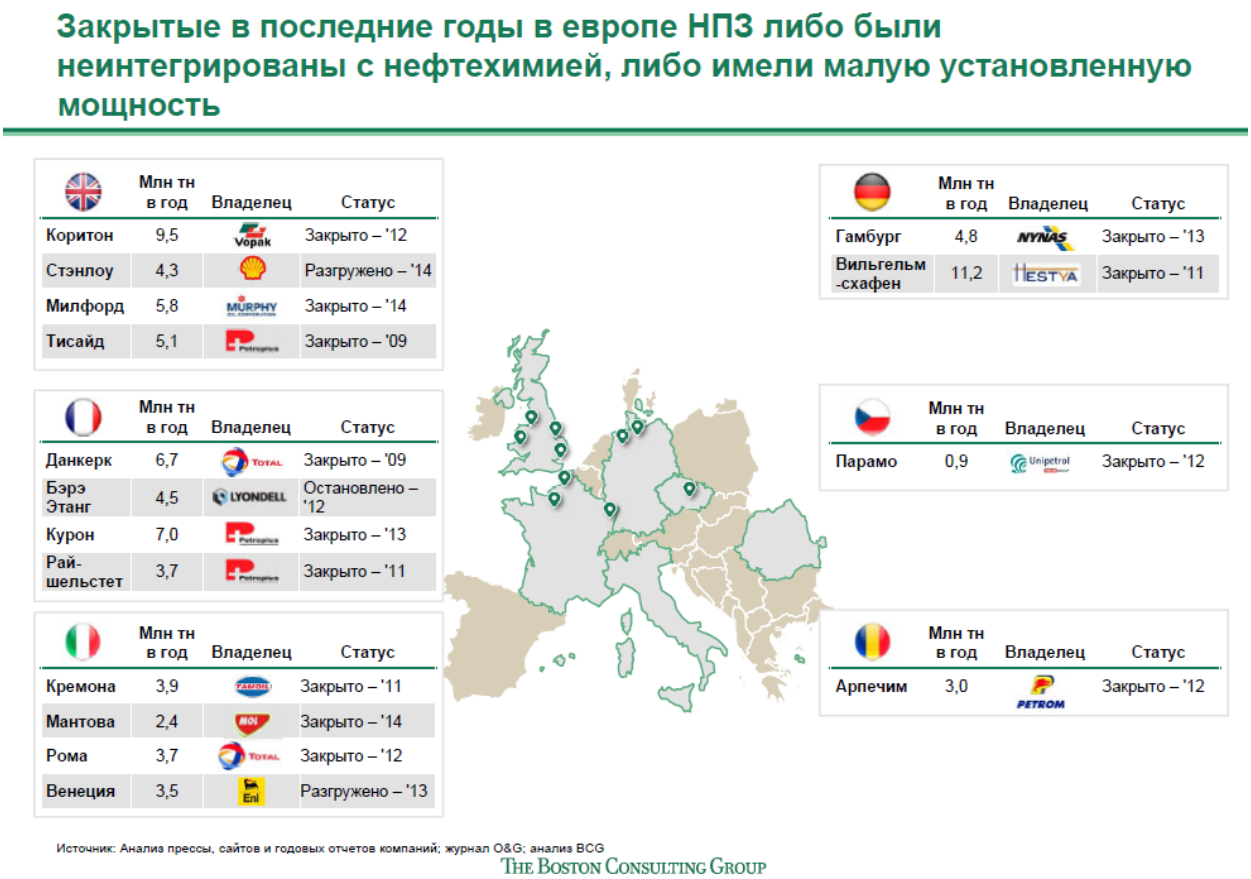
В последние годы строительство интегрированных комплексов по нефтепереработке и нефтехимии стало популярным в различных странах мира (обзор отдельных примеров, не исчерпывающий список)



Источник: Данные глобальной практики BCG по работе с компаниями нефтепереработки и нефтехимии; анализ прессы; интервью с международными отраслевыми экспертами

THE BOSTON CONSULTING GROUP

Рисунок 2.1.44. Закрытие НПЗ в Европе



Для России нефтехимия тоже обладает целым рядом больших преимуществ — см. Рисунок 2.1.45. Во-первых, это гораздо более привлекательные продукты с точки зрения маржинальности. В том числе они имеют некие привилегии с точки зрения налоговой и таможенной политики по сравнению с другими сегментами. Также, будем откровенны, девальвация рубля положительно сказывается на нашей конкурентоспособности.

Второй важный момент: нефтехимия, в отличие от двух остальных сегментов, менее всего регулируется. Очень сложно повысить стоимость бензина на стеле и избежать разговора с губернатором. Плюс нефтегазохимия гораздо более свободный сегмент, и играть в нем проще — в отличие от сегмента нефти и газа, которые облагаются достаточно большими налоговыми пошлинами. И доступ к экспортным каналам из РФ, как мы понимаем, особенно для газа, существенно ограничен, в то время как для нефтегазохимии ограничений в основном нет. Плюс продукты нефтегазохимии замечательно транспортируются и по железной дороге, и с помощью контейнеровозов, — то есть инфраструктурные ограничения, которые сдерживают развитие других сегментов, для них не характерны.

Рисунок 2.1.45. Сектор нефте- и газохимии в России

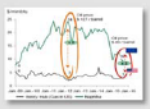
Сектор нефте- и газохимии в РФ является более устойчивым к изменениям внешней макросреды и менее регулируемым

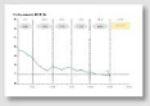
	Нефть и газ	Нефте- и газопереработка	Нефте- и газохимия
Факторы, влияющие на маржинальность	• Мировые цены на энергоносители • Национальная налоговая и таможенная политика • Курс национальной валюты	• Спрэд между сырьем и продукцией • Национальная налоговая и таможенная политика (в части сырья и продукции) • Курс национальной валюты (в меньшей степени)	• Спрэд между сырьем и продукцией • Национальная налоговая и таможенная политика (в части сырья) • Курс национальной валюты (в меньшей степени)
Гос. регулирование сектора в РФ	• Изъятие существенной доли прибыли через НДПИ и экспортные пошлины • Частые изменения гос. политики	• "Регулирование маржинальности" НПЗ • Частые изменения гос. политики на сырье и продукцию	• Отсутствие экспортных пошлин на продукцию • Частые изменения гос. политики на сырье
Доступ к экспортным каналам из РФ	• Ограничения по экспорту газа • (Возможные) инфраструктурные ограничения	• (Возможные) инфраструктурные ограничения по экспорту нефтепродуктов	• Ограничений на вывоз в основном нет

The Boston Consulting Group

Рисунок 2.1.46. Политические и экономические изменения: мир и Россия

В течение последних лет произошли существенные изменения в мировой экономике и пром. политике РФ

1. 
   • **Снижение мировых цен на нефть:** с 2014 года мировые цены на нефть снизились более чем в 2 раза, что привело к
   – Снижению цен на нефтепродукты, т.е. на сырье нафтовых пиролизов в большей мере, чем на газовое сырье
   – Снижению цен на продукцию нефтехимии

2. 
   • **Замедление роста экономики Китая:** темпы роста ВВП Китая – основного потребителя нефтехимической продукции – замедлились с 6,9% в 2011 г. до 6,0-6,5% в 2016 г. Темпы роста промышленного производства замедлились еще существеннее. Снижение продолжается.

3.
   • **Изменение промышленной политики в РФ:** В связи с санкционным давлением руководством РФ взят курс на государственную поддержку локализации в РФ производств основных видов импортируемой продукции, в том числе продукции химии и нефтехимии

4.
   • **Таможенный союз:** Разница экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты между РФ и странами ТС приводит к субсидированию экономик этих стран за счет РФ. Для снижения этой разницы проведен 1-й и планируется 2-й этап налогового маневра, что существенно влияет на стоимость сырья для нефтехимии. В Казахстане объявлена политика по снижению доли нефтегазового сектора в ВВП путем улучшения делового климата и ускоренного развития других отраслей экономики

The Boston Consulting Group

Какие существенные изменения произошли за последние годы, если говорить о мировой экономике и российской промышленной политике?

Во-первых, существенно снизились цены на нефть и нефтепродукты. На самом деле на продукты химии цены в той же степени не снизились. Маржа в некоторых сегментах даже подросла. Наблюдается и благоприятное влияние санкционной политики — у внутренних потребителей в России возникли дополнительные стимулы для покупки собственного сырья. На этой волне создается несколько проектов по импортозамещению. Конечно, проблема этого сектора, как я уже говорила, в важности постройки больших комплексов, которые были бы конкурентоспособны в мировом масштабе. Для таких комплексов российский рынок, безусловно, мал, и даже мал рынок СНГ. Поэтому целиком полагаться на импортозамещение в большинстве продуктов нецелесообразно.

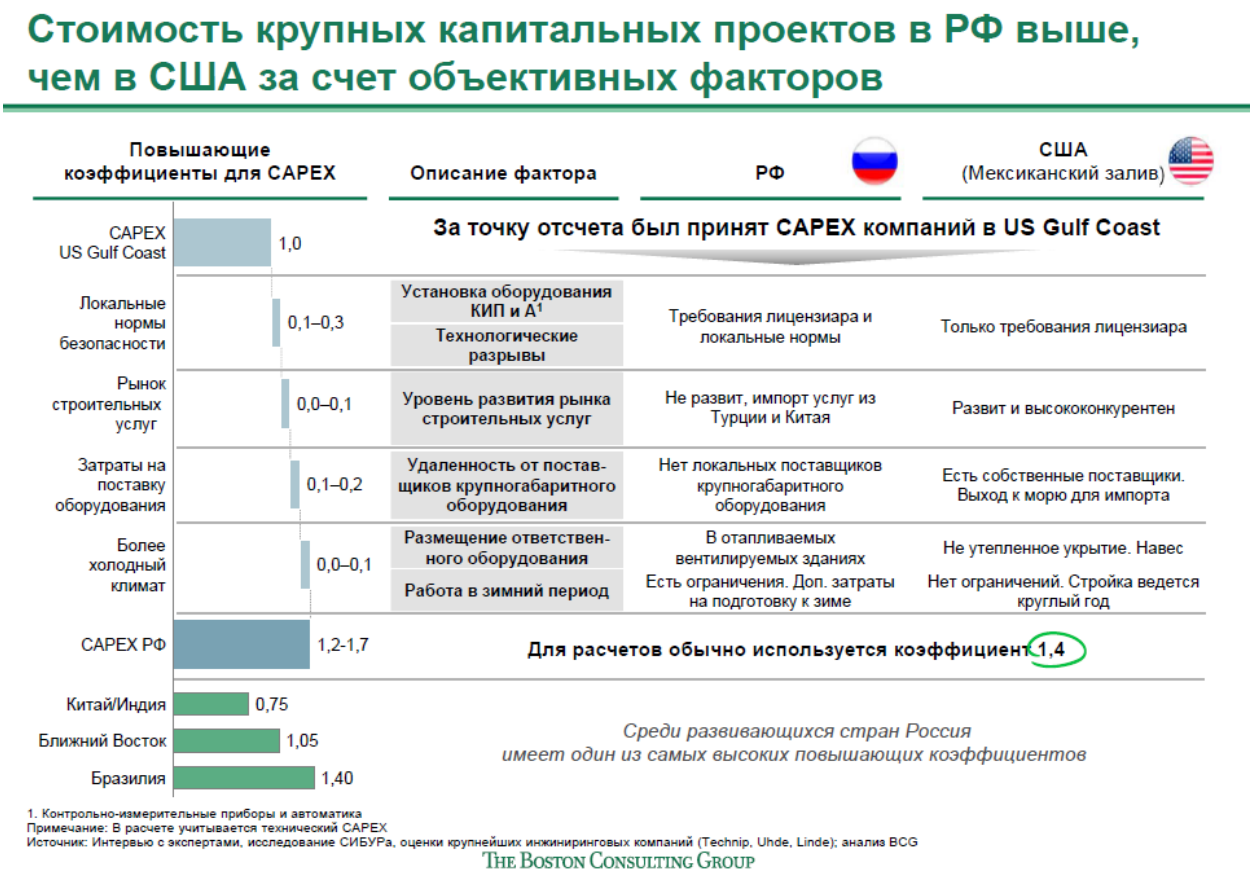
Ну и конечно же, Таможенный союз, который поддерживает развитие внутренней нефтехимии и делает доступным весь рынок, включая Казахстан.

Рисунок 2.1.47. Газохимия как привлекательное направление монетизации газа

Мы считали бизнес-кейс по агрохимии как способу монетизации природного газа — см. Рисунок 2.1.47. Особенно для независимых игроков в России сегодня это один из наиболее привлекательных каналов монетизации: возить на экспорт нельзя, внутренний рынок есть, но нужно иметь определенные компетенции, и при отсутствии доступа к подземным хранилищам не все так просто. Продукты газохимии же прекрасно хранятся,

прекрасно транспортируются и очень хорошо поставляются на экспорт.

Рисунок 2.1.48. Стоимость крупных капитальных проектов в России и США



Я уже озвучивала факт, что, несмотря на все преимущества с точки зрения сырья и структуры отрасли, Россия имеет некоторый недостаток с точки зрения стоимости капитальных проектов, что может существенно повлиять на экономику, — см. Рисунок 2.1.48. Что же определяет коэффициент 1,4, который у нас возникает как штраф по отношению к стоимости стройки на американском побережье?

Значительная часть — это локальные нормы безопасности. Грубо говоря, у нас есть целый ряд СНиПов, которые предписывают, что тут должен ходить человек с ружьем, а там должно быть не менее 10 метров. — И мы тянем трубу на 10 метров, она начинает крыть воздух, и дальше пошло-поехало. Очень многие заводы, например, в Японии, расположены компактно и под открытым небом, а в помещениях находятся только операторские или узловые точки. А у нас очень любят вокруг всего построить большую бетонную коробку, потом ее греть, проветривать и еще что-нибудь с ней делать. Отчасти это объясняется условиями климата, но не всегда оправданно.

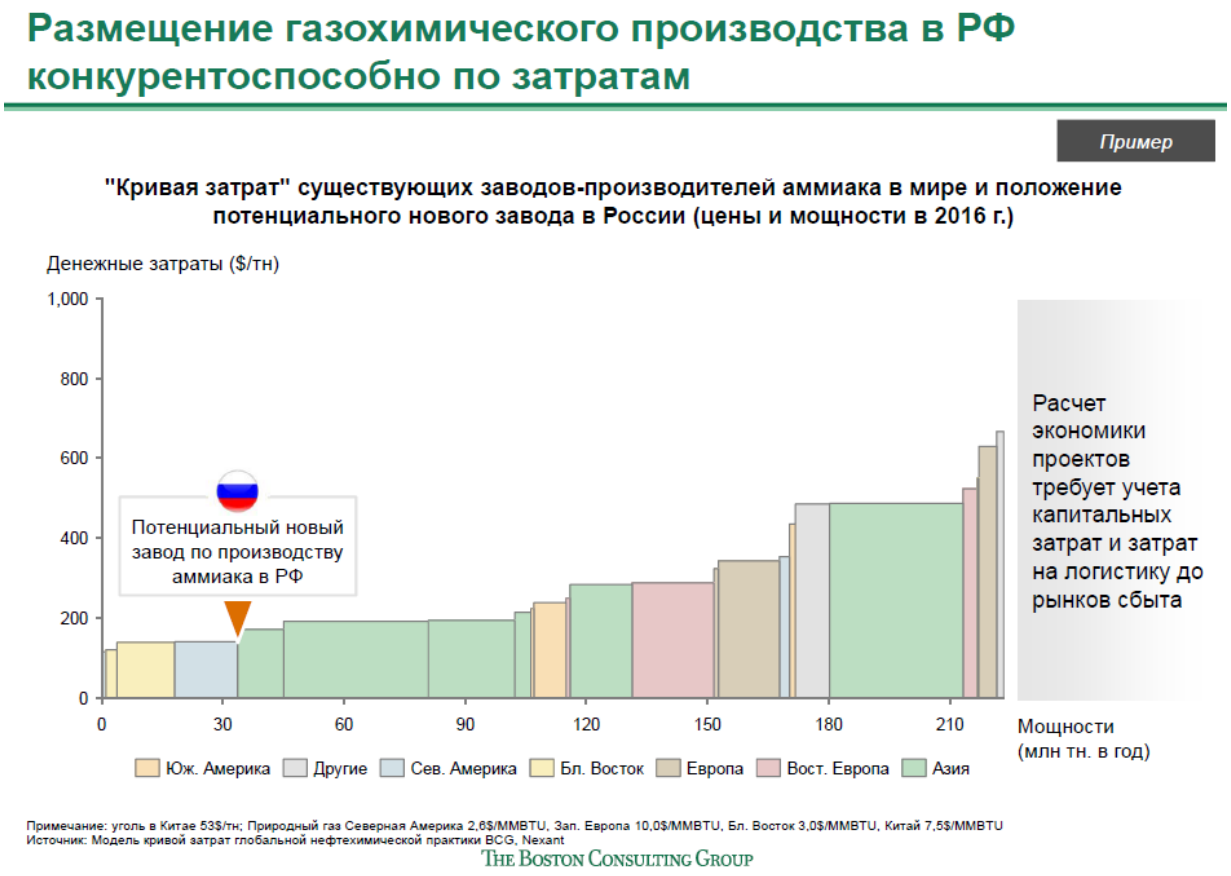
Второй момент — это рынок строительных услуг. К сожалению, у нас действительно нет крупных EPC-игроков, которые характерны для других стран, где реализуются такие крупные проекты. Мы, конечно, импортируем труд из Турции и Китая, но в итоге получается, что рынок не очень высоко конкурентный, и в ситуации, когда помимо нефтехимии строятся

какие-либо мосты, дороги, каналы — в общем, есть много проектов, в которые можно привлечь подрядчиков, присутствующих на российском рынке.

Затраты на поставку оборудования — опять же, мы достаточно удалены от точек основного производства. Это не то, что можно привезти в чемоданчике на самолете, перевозка основных узлов — это целая логистическая операция, которая сильно удорожает стоимость продукции, если нужно везти через полмира. К сожалению, у нас не сохранились внутренние производители такого оборудования, что не помогает конкурентоспособности.

Более холодный климат тоже вносит свою лепту — вариант под открытым небом, как в Японии, у нас не пройдет, даже если строиться на Дальнем Востоке.

Рисунок 2.1.49. «Кривая затрат» существующих заводов-производителей аммиака в мире и положение потенциального нового завода в России



И тем не менее, если сложить все эти факторы и посмотреть на кривую производителей (см. Рисунок 2.1.49) — в расчеты мы включили полные затраты на тонну, включая операционные и капитальные, — мы все равно оказываемся в нижней трети кривой предложения, что свидетельствует о том, что потенциально мы могли бы занять весьма существенную долю на этом рынке. Вопрос в том, что это существенные инвестиции и технологическое сотрудничество, которое требует внимания и сфокусированной работы. ●

Мировые рынки нефти

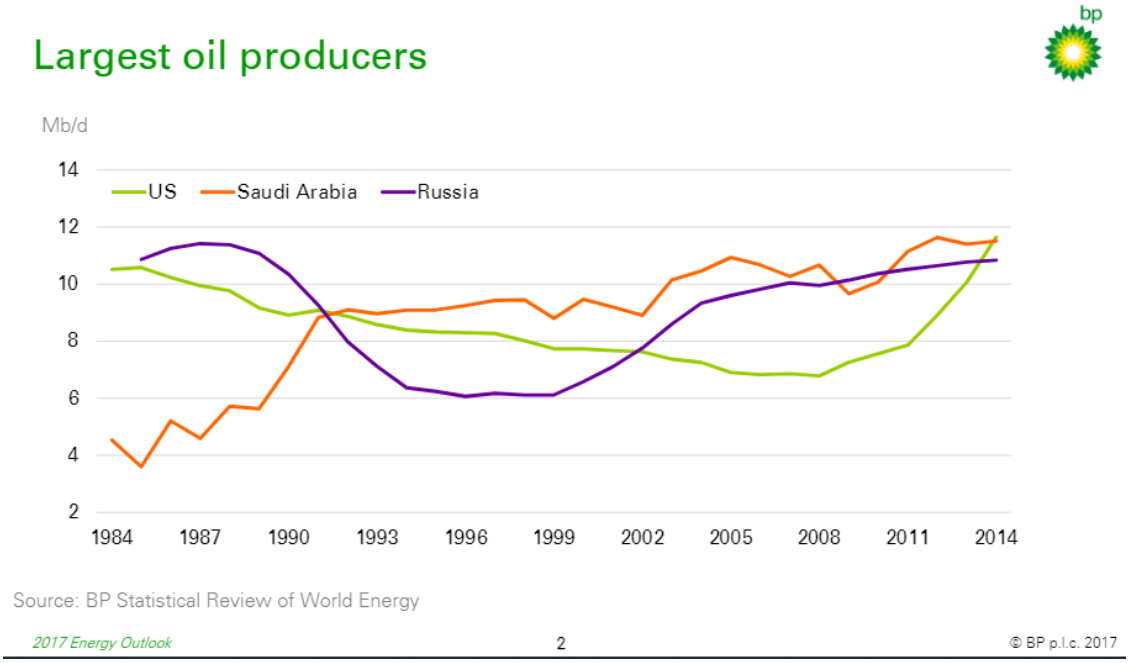
Дребенцов Владимир Владимирович, Главный экономист по России и СНГ, BP

Компания BP, кроме того, что является поставщиком энергетических ресурсов, известна тем, что выпускает аналитические материалы о состоянии мировой энергетики. В BP я не только главный экономист по региону, но также вхожу в команду экономистов, которая производит и ежегодно обновляет два востребованных в деловой среде продукта: это Статистический обзор мировой энергетики, который компания этим летом выпустила в 66-й раз, и Прогноз развития мировой энергетики до 2035 года. Многие слайды сегодняшней презентации, как раз являются частью анализа, проводимого нами на основе материалов и цифр, Статистического обзора.

В нижней части титульного слайда указаны ссылки на те разделы нашего сайта, которые помогут вам добраться до файлов с данными в формате excel. Милости прошу их использовать для собственного анализа. Там же вы найдете полные версии наших аналитических продуктов.

Как я понимаю, вам уже рассказали про всю историю мировой энергетики, а сегодня была лекция про нефть и с чем ее едят те, кто хотят. Я поэтому буду рассказывать только о том, что меняется на рынках нефти в последние годы. Тема очень интересная, потому что действительно за долгую историю развития мировой нефтяной промышленности и мировых нефтяных рынков в последние 10 лет стали происходить изменения, которых раньше никто не ожидал. Рисунок 2.2.1 уже показывает, по крайней мере, намекает на то, что же стало меняться на мировых нефтяных рынках.

Рисунок 2.2.1. Крупнейшие производители нефти



Всегда, по крайней мере, последние десятилетия на рынке было два лидера добычи нефти – это Саудовская Аравия и Россия. Именно Саудовская Аравия и Россия, которая, как вы знаете, после развала Советского Союза сначала сократила добычу, потом опять ее восстановила, и попеременно занимают первое место по объему добычи нефти. А вот что стало меняться в последние годы – это, как видно на графике, резкий рост добычи нефти в Соединенных Штатах Америки, чего никто не ожидал. Ну, теперь уже все знают, что в основе такого роста лежит так называемая «революция сланцевой нефти». Вам наверняка известно, что несколькими годами ранее произошла «революция сланцевого газа». Но о газовом рынке вам будут рассказывать сегодня позже.

Что касается нефтяной промышленности: сланцевая революция в Соединенных Штатах Америки изменила многие закономерности. С чем это было связано? Прежде всего, с изменением ситуации на рынке нефти со стороны спроса. Соединенные Штаты Америки долгие годы являлись крупным импортером нефти, что можно увидеть на Рисунке 2.2.2. Причем их импорт нефти все время рос. И мировые поставщики рассчитывали на то, что этот импорт нефти в Соединенных Штатах будет продолжать расти.

Рисунок 2.2.2. Еженедельный чистый импорт сырой нефти и нефтепродуктов в США

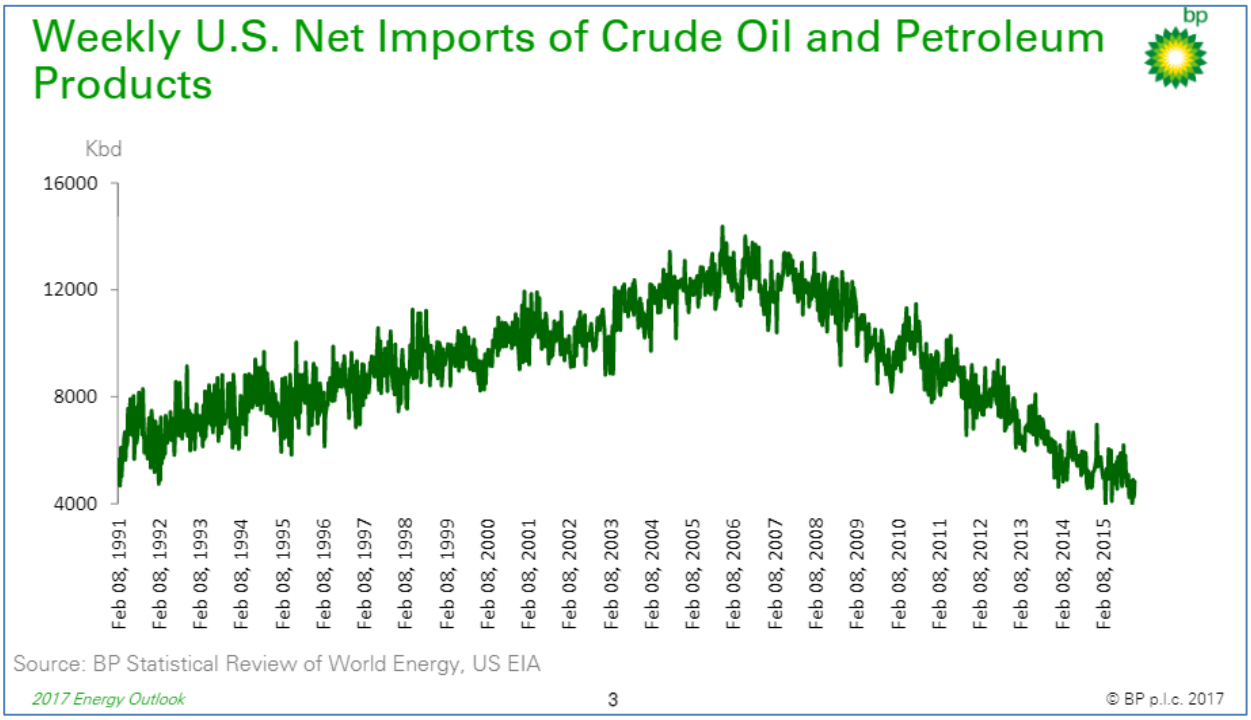
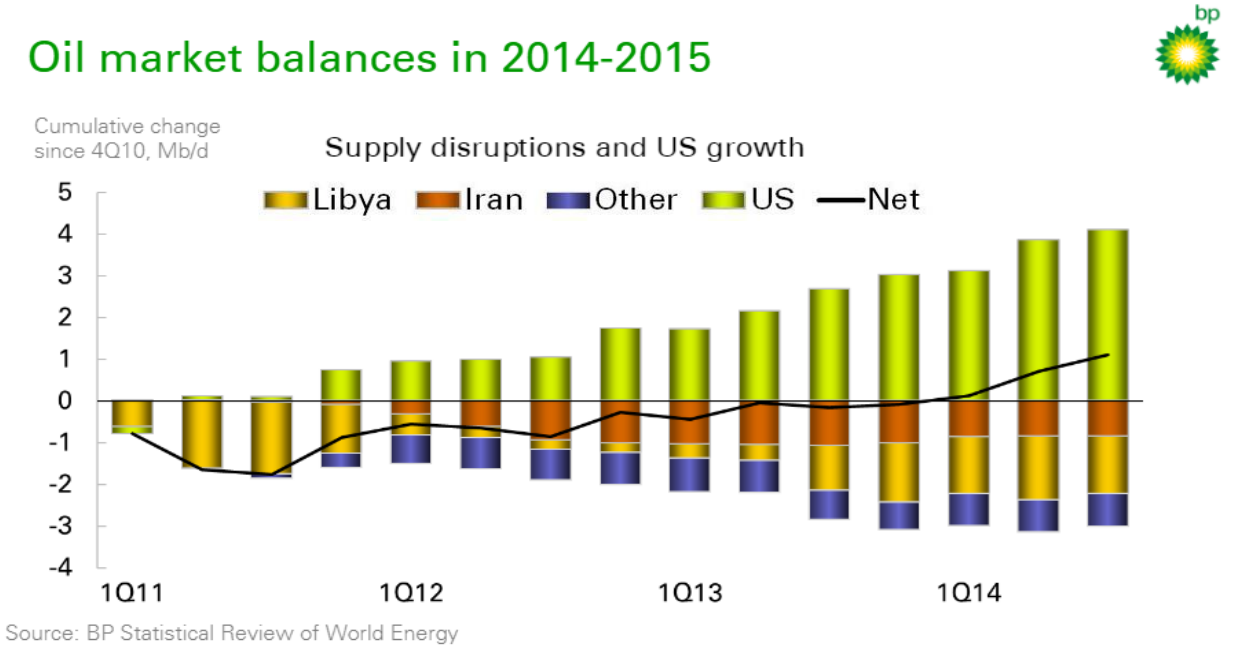


Рисунок 2.2.3. Баланс нефтяного рынка в 2014-2015 гг



Как вы видите на Рисунке 2.2.2, ситуация 10 лет назад изменилась. США стали сокращать импорт нефти. И в этом заключается ответ на вопрос: «Каким образом революция сланцевой нефти могла повлиять на нефтяные мировые рынки?» До прошлого года экспорт сырой нефти в северных штатах был запрещен. Спрос на импортную нефть в США уже был важной составляющей изменения мирового рынка нефти. На Рисунке 3 вы видите тот же самый процесс нарастания добычи нефти в США, в ходе которого стране удалось поставить абсолютные рекорды. В течение четырёх лет подряд США наращивали добычу нефти более чем на 1 млн. баррелей в сутки. Вот такого в истории мировой нефтяной промышленности, ни одна другая страна добиться не смогла. Но до 2014 года мировой рынок нефти очевидных изменений еще не чувствовал.

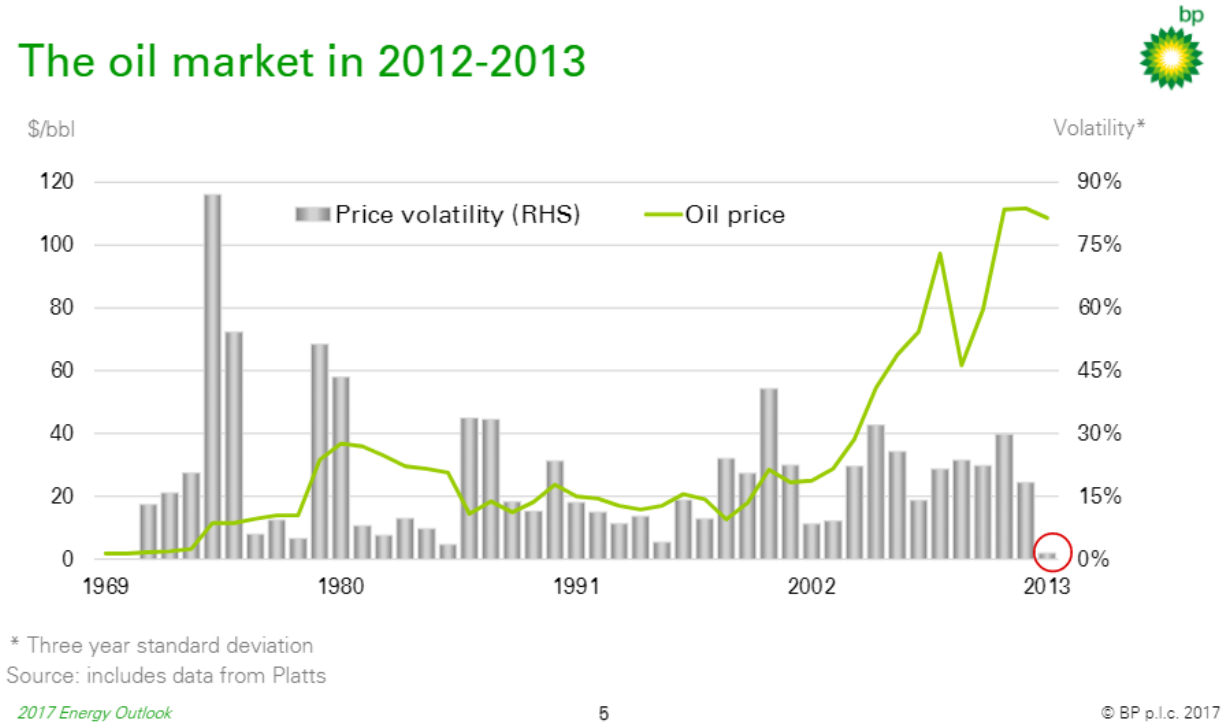
Рисунок 2.2.3 демонстрирует, почему влияние сланцевой нефтяной революции в США оказалось отложенным. Есть обозреватели, аналитики, которые видят в этом некую «теорию заговора». Мы этого не видим, мы считаем, что это так случайно совпало на мировом рынке.

На Рисунке 2.2.3, видно, что с началом революции добычи сланцевой нефти в США параллельно с рынка выпадали объемы нефти: Ливия, Нигерия, Иран. Это объемы нефти, которые были недопроизведены по сравнению с предыдущими объемами добычи: либо в результате социальных конфликтов, что принято называть «Арабской весной», либо в результате санкций, которые были ужесточены против Ирана. Ситуация была такова, что в 2012, 2013 и начале 2014 года эти процессы – прирост добычи нефти в США и выпадения поставок нефти из стран ОПЕК –уравновешивалось. Результирующая была около нуля. Ситуация начала меняться, начиная со второго квартала 2014 года, когда добыча нефти в США

продолжала расти, а объемы выпадения поставок нефти из названых стран стабилизировались. Это положило начало дисбалансу, который в ноябре 2014 года привел к началу того периода существования нефтяных рынков, когда ОПЕК пришлось принимать решения, как реагировать на сланцевую революцию нефти в США.

Рисунок 2.2.4 показывает изменение уровня цены на протяжении долгого временного периода. Вы видите, что 2013 год, предшествующий кардинальному изменению, характеризовался рекордно низкой волатильностью. Это нами, экономистами BP, характеризовалось как затишье перед штормом. Тогда люди не очень понимали, что мы имеем в виду.

Рисунок 2.2.4. Нефтяной рынок в 2012-2013 гг



Многие считали, что цена опять начнет расти - в номинальном выражении цены в тот период приближались к 150 $ за баррель. Но нам казалось, что что-то грянет. И оно грянуло. Несмотря на стабильность цен, на это затишье в 2014 году, рынок вышел из равновесия. Объемы поставляемой на рынок нефти превысили показатели прироста спроса.

Рисунок 2.2.5. Настораживающее спокойствие на рынке нефти

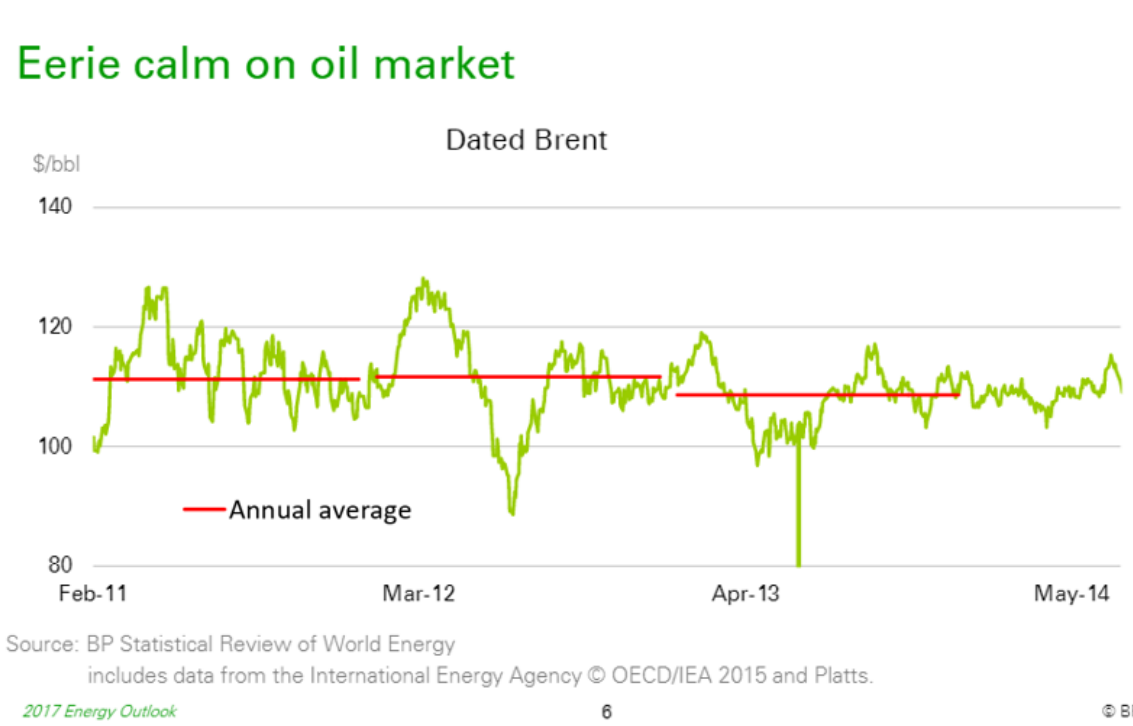
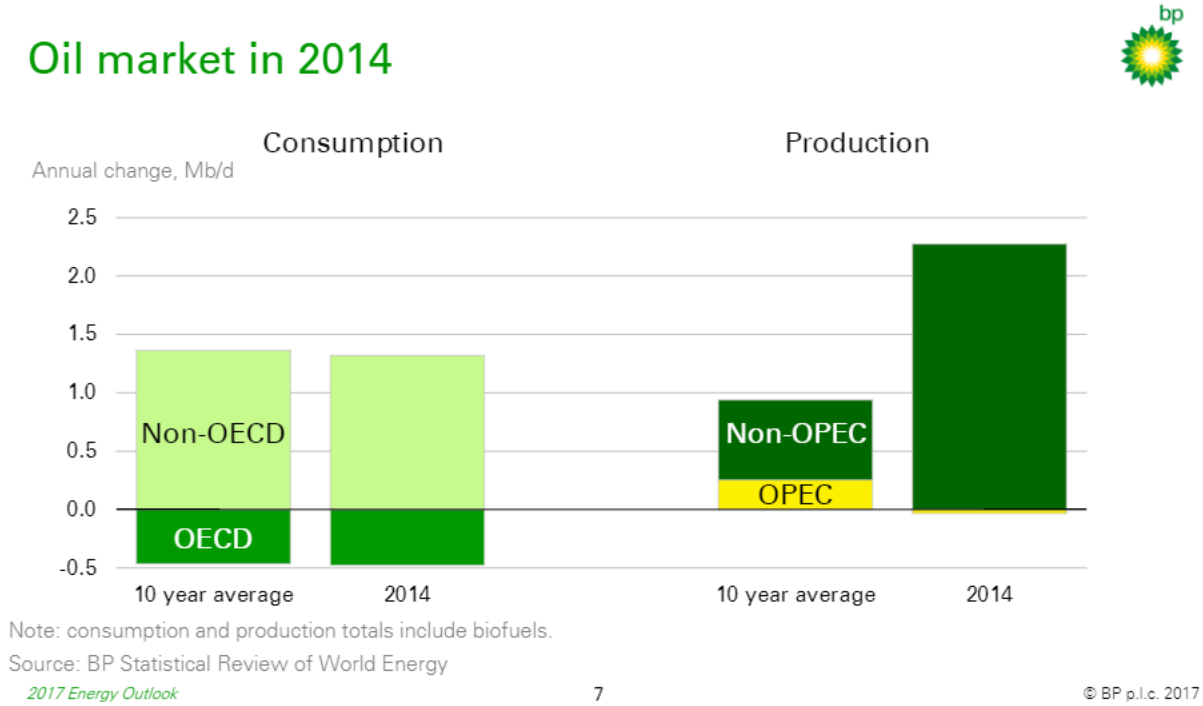


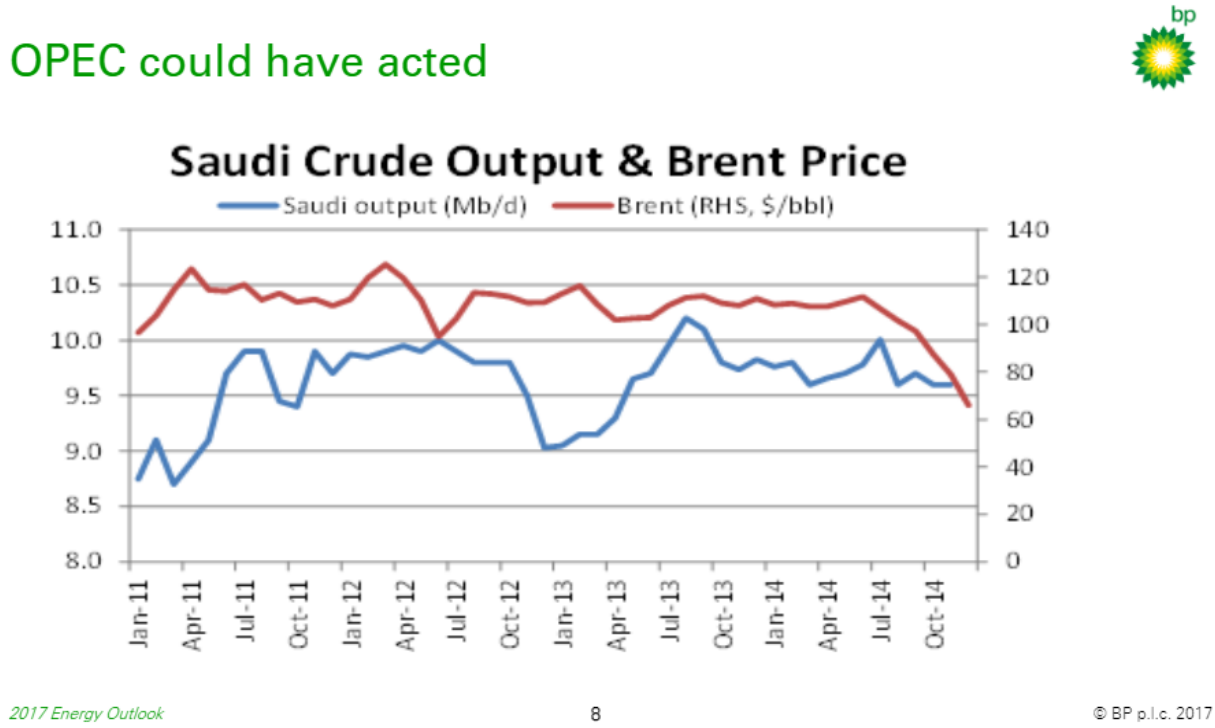
Рисунок 2.2.6. Нефтяной рынок в 2014 году



На Рисунке 2.2.6 видно, что в 2014 году на стороне спроса вообще никаких изменений не было. В принципе, прирост спроса в 2014 был практически равен среднему за предыдущие 10 лет. Это сильное отличие 2014 года от периода падения нефтяных цен в 2009 году, потому что в 2008–2009 годах, когда был мировой финансовый кризис, цены на нефть упали, когда в связи с торможением мировой экономики спрос на нефть стал сокращаться. В 2014 ничего подобного не было, зато все изменения произошли на стороне предложения. Вы видите, что прирост предложения нефти превысил 2 млн. баррелей в сутки и был в два

раза выше, чем за предыдущие 10 лет. Это то, что сломало рынки и поставило ОПЕК и, прежде всего, Саудовскую Аравию как лидера ОПЕК перед выбором стратегии дальнейших действий. В 2008 и 2009 годах и даже в более поздний период ОПЕК принимала решения, которые от неё ожидали, а именно, сокращало добычу и этим поддерживало равновесие на рынке и поддерживало цены. В 2008–2009 годах это было связанно с мировым кризисом, но даже на таких незаметных периодах, как например, весна-лето 2012 года на графике на Рисунке 2.2.7, видно, что цена упала, и Саудовская Аравия тут же отреагировала сокращениям своей добычи и поддержала рынок, цены стабилизировались.

Рисунок 2.2.7. Возможное вмешательство ОПЕК

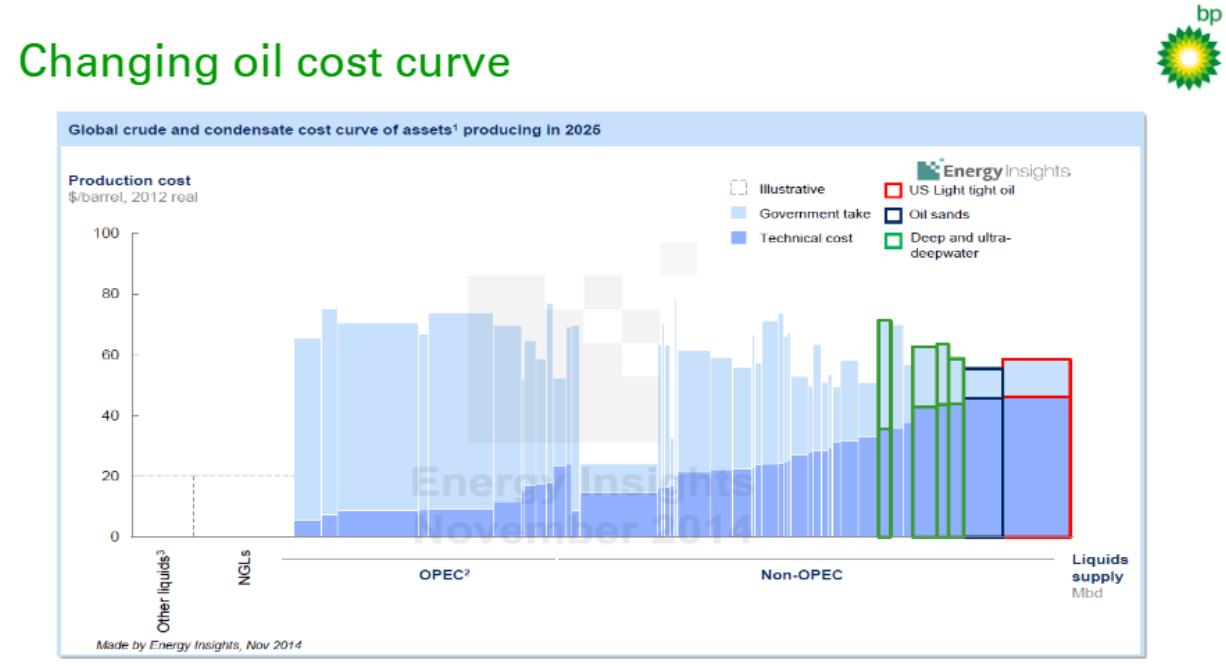


Это та логика действий картеля, которая в 2014 году, по мнению многих аналитиков, будет воспроизведена еще раз. Как вы знаете, страны-члены ОПЕК в ноябре 2014 года приняли принципиально другое решение, а именно, добычу не сокращать. Тогда многим казалось, что это решение нерациональное. Легко было посчитать, что в результате этого решения экспортные доходы Саудовской Аравии сократились заметно больше, чем если бы они добычу сократили и цены поддержали. Нам кажется, что решение было рациональным, потому что, во-первых, нужно было думать в долгую перспективу. Сокращение Саудовской Аравией добычи на 1 млн. баррелей в сутки, как в 2012 году, поддержало бы цены, но в то же время привело бы, скорей всего, к увеличению прироста добычи в США более чем на 1 млн. баррелей в сутки уже не четыре года, а пять. Более того, в 2015 году Саудовской Аравии пришлось бы столкнуться с той же ситуацией, когда нужно было бы сокращать добычу еще на 1 млн. баррелей. Если просчитать долгосрочные экспортные доходы, получается, что стратегия не реагировать на «сланцевую революцию» и не сокращать добычу была рациональной. Более того, в терминах экономической теории это можно выразить вот как: если вы картельный производитель, то как вы можете стараться регулировать цены на рынке – сокращая

свою добычу, т. е. перенося ее на будущие периоды. Если вы столкнулись с временным шоком, как было в 2008–2009 годах, когда у вас временно сократился спрос в связи с циклическим спадом мировой экономики, вы вполне рационально сокращаете добычу, поддерживаете цены, но эту добычу возвращаете на рынок, когда мировая экономика выходит из кризиса. Но ситуация в 2014 году, вызванная «революцией сланцевой нефти» в США, была принципиально другой. Это был не временный шок, связанный с изменениями на стороне спроса, а постоянный шок на стороне предложения. Революция сланцевой нефти США во многом основывается на технологиях. Это технологические изменения, которые уже свершились и только совершенствуются. Покажу несколько слайдов на эту тему. Почему Саудовская Аравия и ОПЕК в 2014 году решили не сокращать добычу? Они справедливо – хотя что такое «справедливо» для картеля, который долгие годы делал нефтяной рынок отдельным рынком по сравнению с другими рынками сырья – сказали: «Технологически добыча у нас самая дешевая, если кому-то и надо уходить с рынка, то не нашим объемам нефти, а объёмам нефти, которые поставляют страны с гораздо более высокими издержками добычи, чем у нас».

Перед вами график, подготовленный весьма уважаемой компанией Маккинзи – см. Рисунок 2.2.8.

Рисунок 2.2.8. Изменяющаяся кривая стоимости нефти



Source: McKinsey & Company

© BP p.l.c. 2017

Считалось, что в 2014 году американская сланцевая нефть находится в конце кривой предложения нефти. Это рост стоимости издержек по производительности. Получалось, что Американская сланцевая нефть самая дорогая, она с рынка и должна уйти. На самом деле оказалось, что это принципиальная ошибка. Что сланцевая нефть не самая дорогая на рынке и в долгосрочном плане не ей нужно уходить, если цены остаются низкими. Но тот период 2014–15 годов был периодом знакомства с новой реальностью, с

явлениями, которые были не характерны для рынков нефти и поэтому многими по привычке оценивались неверно.

Например, для многих большим откровением было то, что после того, как Саудовская Аравия приняла решение сокращать добычу, число буровых установок, использующихся в нефтяной промышленности США, стало резко падать, и это уже тогда многими игроками было интерпретировано как то, что сейчас, вот прямо сейчас, начнет падать добыча нефти в США. Но, как видите, этого не было. Еще достаточно долго, до середины 2015 года, добыча нефти в США продолжала расти при падающем числе буровых установок – см. Рисунок 2.2.9. Потом синхронность более-менее восстановилась. Но это то, что было и остаётся принципиально новым в американской сланцевой добыче.

Рисунок 2.2.9. Сокращение добычи нефти в США

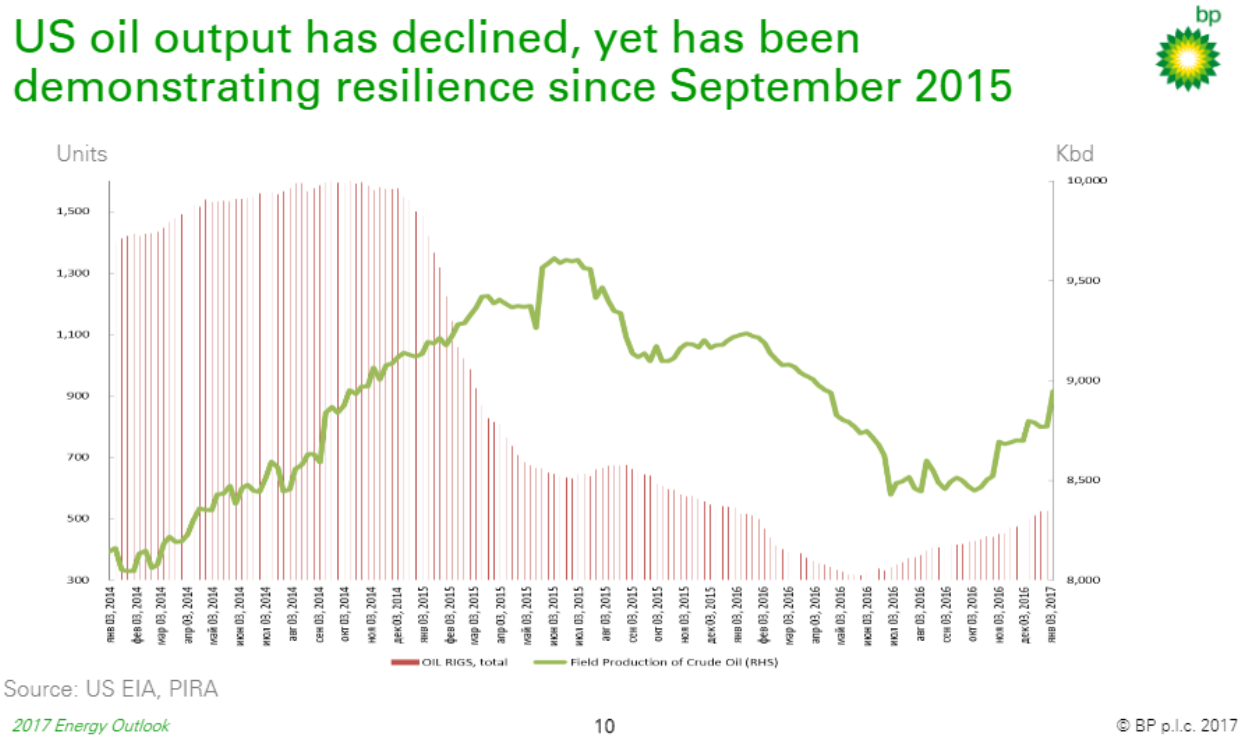


Рисунок 2.2.10. Пик производства нефти на новых скважинах ещё не достигнут

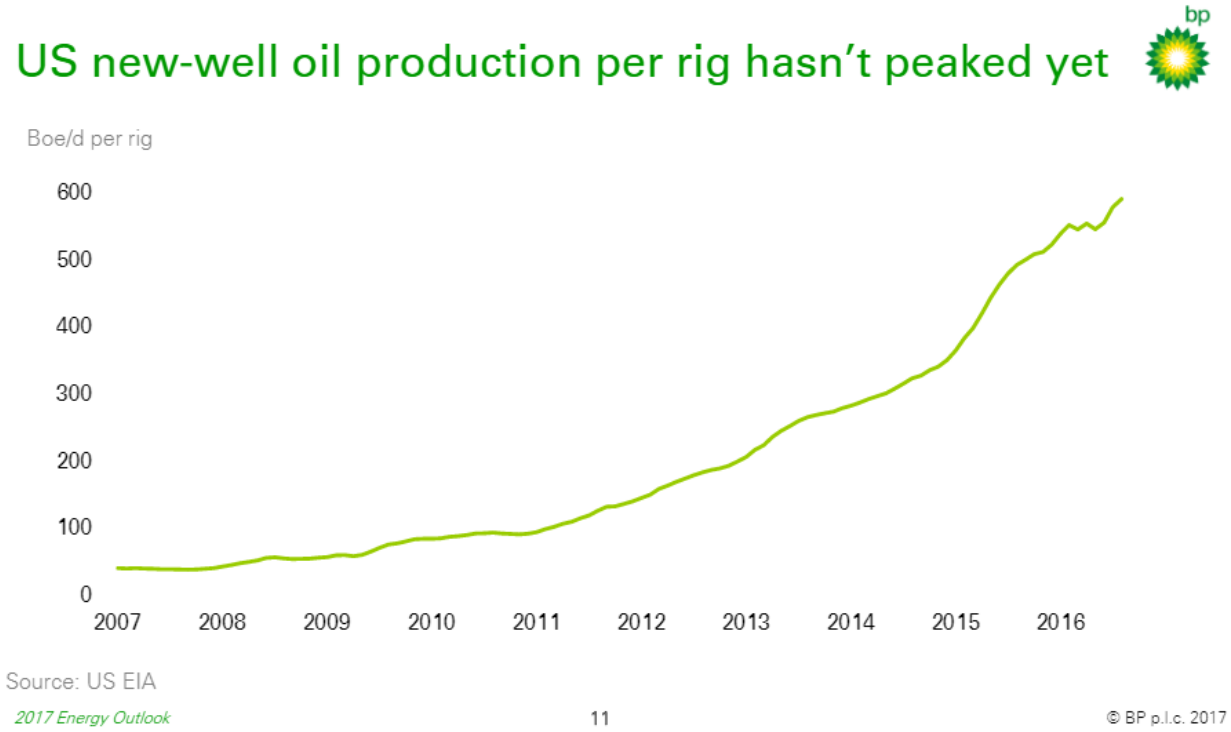
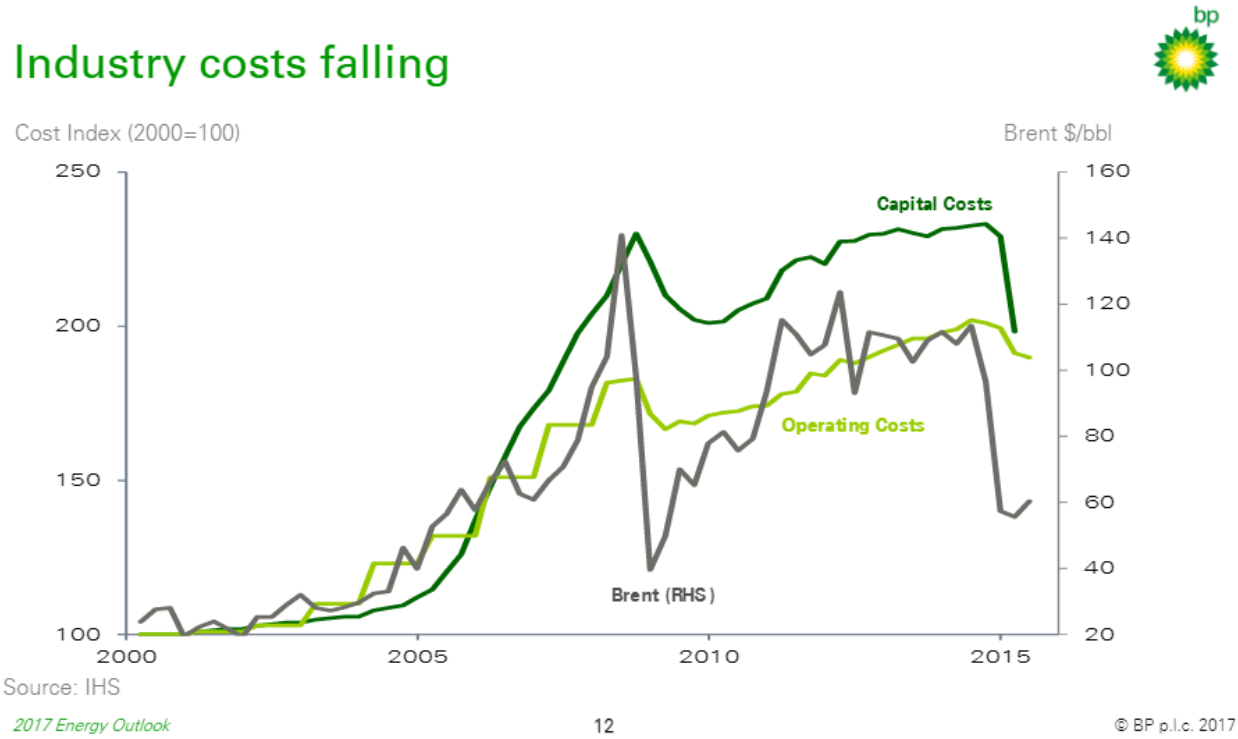


Рисунок 2.2.10 показывает объемы добычи нефти на новой скважине сланцевых месторождений США, т. е. это рисунок, демонстрирующий изменение эффективности добычи нефти в США. Вы видите, что кривая идёт очень круто вверх. Один буровой станок, используемый в США, приносит больший объема нефти сегодня, чем раньше. Данные показатели очень быстро меняются. По нашим оценкам на прошлый год, одна буровая установка нефтяной промышленности США уже давала столько же нефти, сколько 3 буровых установки 5 лет назад. Почему это принципиально важно для понимания того, как будут себя вести нефтяные рынки, и что следует ожидать от динамики цен на нефть? Потому, что легко догадаться, что есть график, который зеркально противоположен этой динамике. Если у вас растет эффективность добычи нефти, то удельные издержки на добычу барреля нефти с такой же скоростью падают. Технологии, конечно, не единственное, что влияет на себестоимость, но в данной ситуации они произвели революционный эффект. Такого роста эффективности не было. Поэтому, когда люди говорят о том, какая же цена на нефть нужна американским компаниям, которые добывают сланцевую нефть, чтобы они продолжали добывать, ответ есть лишь на очень коротком промежутке. В связи с быстрым изменением технологий ситуация очень быстро меняется. Не буду вдаваться в детали, есть ещё особенности, связанные с фондом пробуренных, но незавершенных скважин, тех скважин, на которых не был проведен гидроразрыв.

Я вам покажу ещё чисто экономическое влияние одного фактора, который помог американской сланцевой добыче. На графике на Рисунке 2.2.11 вы видите динамику изменения издержек, капитальных, и текущих операционных издержек в мировой нефтяной промышленности. Достаточно давно, в том числе нами, эмпирически подтверждено: нормальное

предположение, что динамика цены на какой-то продукт связанна с динамикой цены на компоненты, на издержки его производства, в нефтяной промышленности не работает. Не цена следует за динамикой издержек, а наоборот, динамика издержек следует за ценой.

Рисунок 2.2.11. Падение затрат



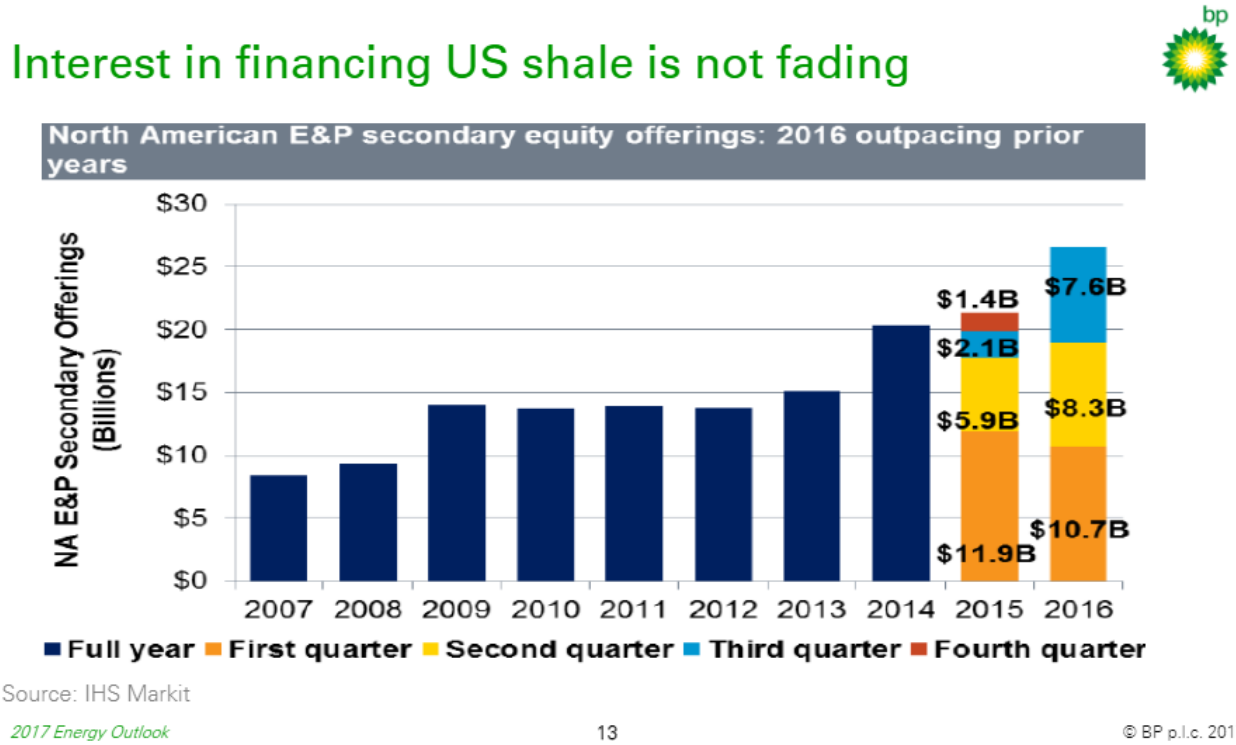
Опять же хорошо видно, даже на бытовом уровне можно это понять, нефтесервисные компании, когда цена на нефть растет – а до последнего времени она росла в результате действий картеля ОПЕК – вздували расценки на свои услуги. Соответственно, когда цена на нефть начинает падать, все нефтяные компании зажимают своих поставщиков, и цена на нефтесервисные услуги падает. Прослеживается обратная зависимость издержек от цены. Если посмотрите на Рисунок 2.2.11, то увидите, что это происходит всегда, при любом циклическом изменении цены на нефть.

Важно отметить, что в этот последний период, с точки зрения себестоимости добычи сланцевой нефти, более заметно упали капитальные издержки по сравнению с операционными издержками. А потому больше всего по сравнению со всеми типами добывающих компаний выиграли те компании, которые добывали сланцевую нефть. Почему? Американская сланцевая добыча нефти очень капиталоемкая, там нужно постоянно бурить. От падений расценок на издержки капитальные американская сланцевая добыча выиграла. Все это я говорю, чтобы вы понимали, что хорошего ответа на вопрос: «А при каком уровне цен американская добыча перестанет расти или начнет падать?», – быть не может. Можно предположить, какой это будет уровень сейчас, но не через год или два – как я показал на слайдах. Даже известные аналитические агентства ошибаются, потому что пока кривая эффективности добычи нефти идёт под углом вверх, пока не будет перегиба, мне кажется, что цена отсечения от себестоимости добычи американской сланцевой нефти будет оказываться всё

ниже и ниже. В этом году, например, уже по многим месторождениям был проведен анализ, и выяснилось, что сейчас в США нефть идёт на уровне 20 $ за баррель.

Еще, когда мы говорим о добыче сланцевой нефти в США, важно отметить следующее. Считалось, если технологически американские компании совершенствуются, совершенно ясно, что они набрали долгов. Цена на нефть с 2014 года падает – понятно, что их ситуация должна ухудшится, потому что, даже если умеют бурить, умеют все более эффективнее добывать сланцевую нефть, кто им на это деньги даст? Никто не даст, потому что многие банки закроют свои балансы с большой дырой за счет кредитов, выданных тем компаниями, которые обанкротились. В 2015–2016 годах обанкротились многие компании, занимающиеся добычей сланцевой нефти в США. Это, правда, не означает, что месторождения исчезли. Активы были куплены другими компаниями. С точки зрения добычи нефти это не так много изменило. Но главное, снижение желания финансировать американскую сланцевую добычу оказалось мифом.

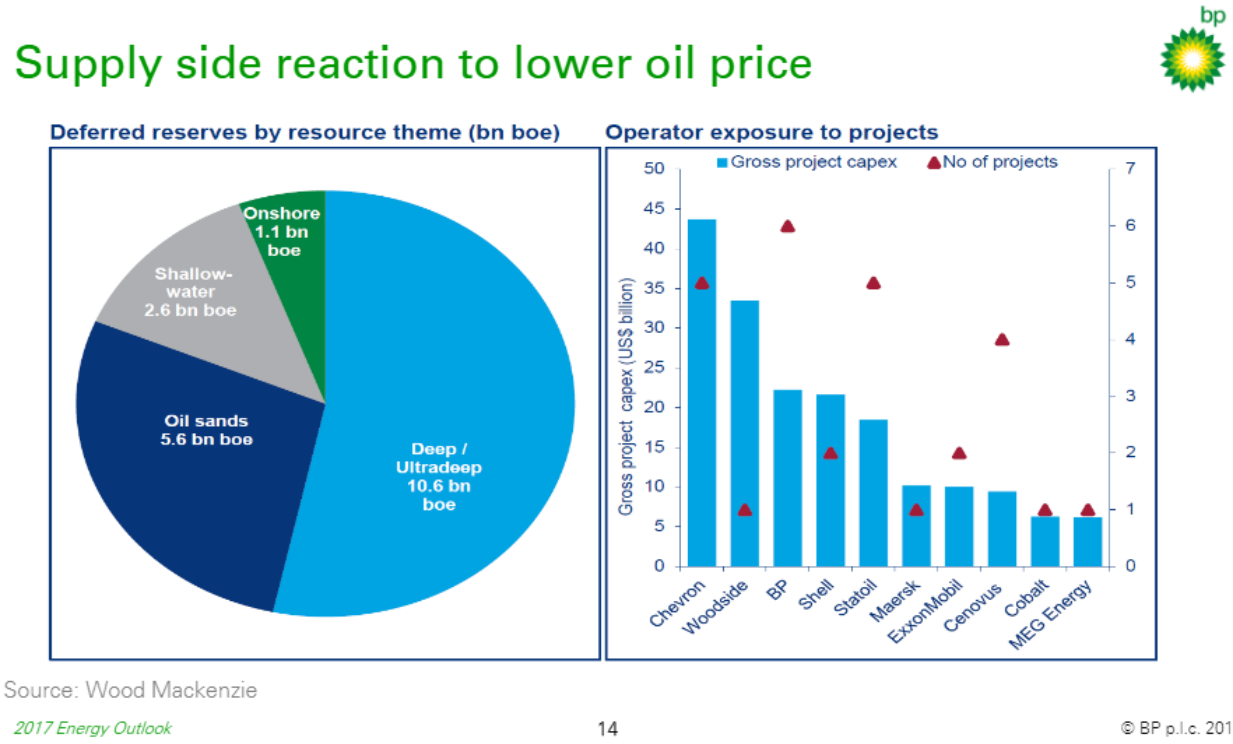
Рисунок 2.2.12. Интерес к финансированию сланцевых проектов США не угасает



На Рисунке 2.2.12 видно, что ничего подобного не наблюдалось. На самом деле объемы финансирования добычи сланцевой нефти США в 2015-2016 годах не падали, а росли. Причём в 2016 году росли гораздо более высокими темпами, чем раньше. Это как раз связанно с тем, что, глядя на динамику себестоимости, глядя на маржу американских нефтяных компаний, финансисты вполне готовы все это финансировать. Но, означает ли это, что решение, принятое ОПЕК в ноябре 2014 года, не имело последствий для нефтяного рынка? Т. е. как бы было ошибкой. Их решение не привело к уходу с рынка американской сланцевой нефти.

Как в последнее время стали всё более явно понимать аналитики рынка, скорее всего ОПЕК на американскую нефтяную промышленность не очень рассчитывала долгосрочно. Они действительно говорили, когда говорили о тех компаниях, которые должны уйти с рынка, о проектах с реально очень высокими издержками добычи. В свое время компания Wood Mackenzie посчитала проекты, по которым принятие финальных инвестиционных решений было отложено из-за того, что цены на мировом рынке сократились – см. Рисунок 2.2.13. Если вы посмотрите, какие это были проекты – тогда их было около 50 – выясняется, что больше половины была глубоководная и суперглубоководная добыча. Это нефтяные пески Канады, это опять же шельф. Минимальная часть приходилась на обычную добычу нефти на суше. Это и является важным аспектом, который нужно принимать во внимание, когда вы оцениваете динамику мирового нефтяного баланса. Почему? Потому что эти проекты очень капиталоемкие, решение о их реализации было отложено, но надо сказать, решения-то не были приняты в 2015 году.

Рисунок 2.2.13. Реакция со стороны предложения на снижение цен на нефть



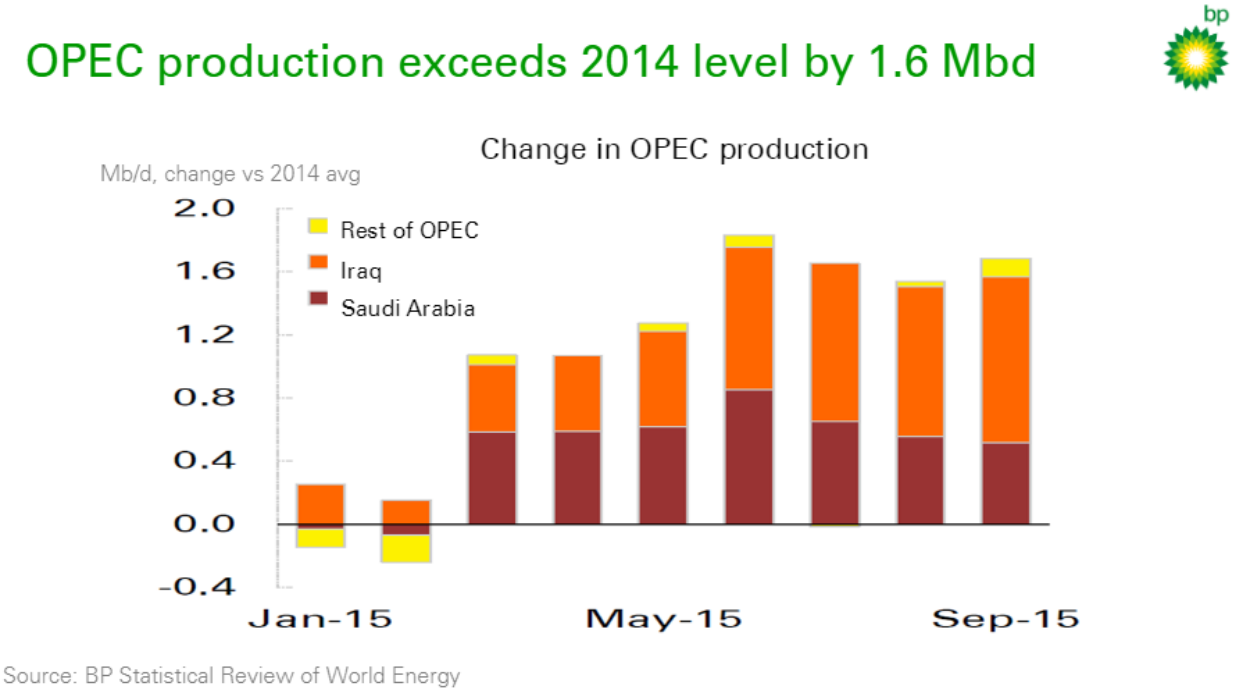
Означает ли это, что мировой рынок нефти почувствовал результат вот этих отложенных финансовых решений, в 2016, в текущем 2017 году? Нет. Потому что эти дорогостоящие нефтяные проекты характеризуются достаточно длительным временем от пяти до семи лет между сроком от принятия финального инвестиционного решения и выхода продукта нефти на рынок. В прошлом году в Норвегии было введено в строй нефтяное месторождение «Голиаф», цены были низкие, а это было самое северное шельфовое месторождение в мире с достаточно высокими издержками добычи. Я специально посмотрел, когда же принимали инвестиционные решения об этом проекте: они были приняты в 2009 году. Вот считайте – восемь лет., Цены упали, но

проект-то уже завершается, и нефть выходит на рынок. Если мы говорим о тех проектах, о реализации которых решения не были приняты в последние годы – в 2015, в 2016 году, то мы должны отдавать себе отчет, что влияние этого мировой нефтяной рынок почувствует спустя 5–7 лет, т. е. не раньше 2020 года, а скорее где-то в районе 2021–2022 годов. Вот тогда эта нефть должна была бы выйти на рынок, а она не выйдет. Вот тогда ситуация изменится.

В ближайшей перспективе мировой рынок нефти не почувствует последствий вот таких финансовых решений об откладывании проектов.

Если посмотрите, например, на динамику добычи нефтяных песков Канады, то она продолжает расти. В прошлом году росла, в этом году скорее всего вырастет. Потому что, если проект уже осуществлён, если инвестиции вложены, то дальше компания продолжает производить, пока она окупает свои операционные расходы. Вы не увеличиваете свою прибыль, как хотелось бы, но, по крайней мере, минимизируете свои убытки. Потому что вы компенсируете свои операционные расходы и то, что получаете сверху, позволяет вам снизить убытки на ваших постоянных расходах. Это простая экономика, которая приводит к тому, что то, что можно назвать источниками дорогой нефти сейчас, продолжает нефть производить. Эффект, конечно, будет, но он будет гораздо позже.

Рисунок 2.2.14. Производство нефти ОПЕК превысило уровень 2014 года



Source: BP Statistical Review of World Energy

© BP p.l.c. 2017

Как вы знаете, ОПЕК приняли решение не только не сокращать добычу, но и наращивали её до осени прошлого года. На Рисунке 2.2.14 показано, как росла добыча в ОПЕК в 2014, 2015 годах. Добыча наращивалась и дисбаланс на рынке продолжал накапливаться, на рынок выходило все больше нефти, которую никто не готов был потреблять.

Рисунок 2.2.15. Замедление производства нефти в Ираке

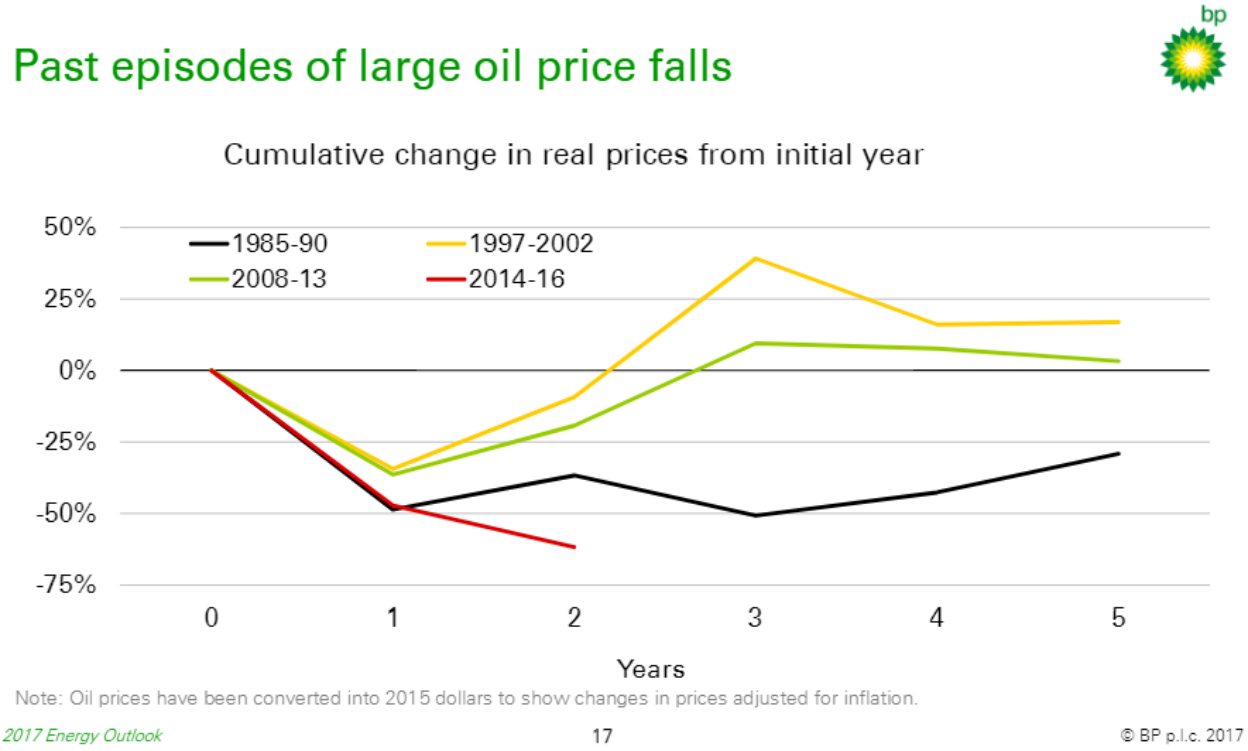


Рисунок 2.2.16. Предыдущие эпизоды крупного падения цен на нефть

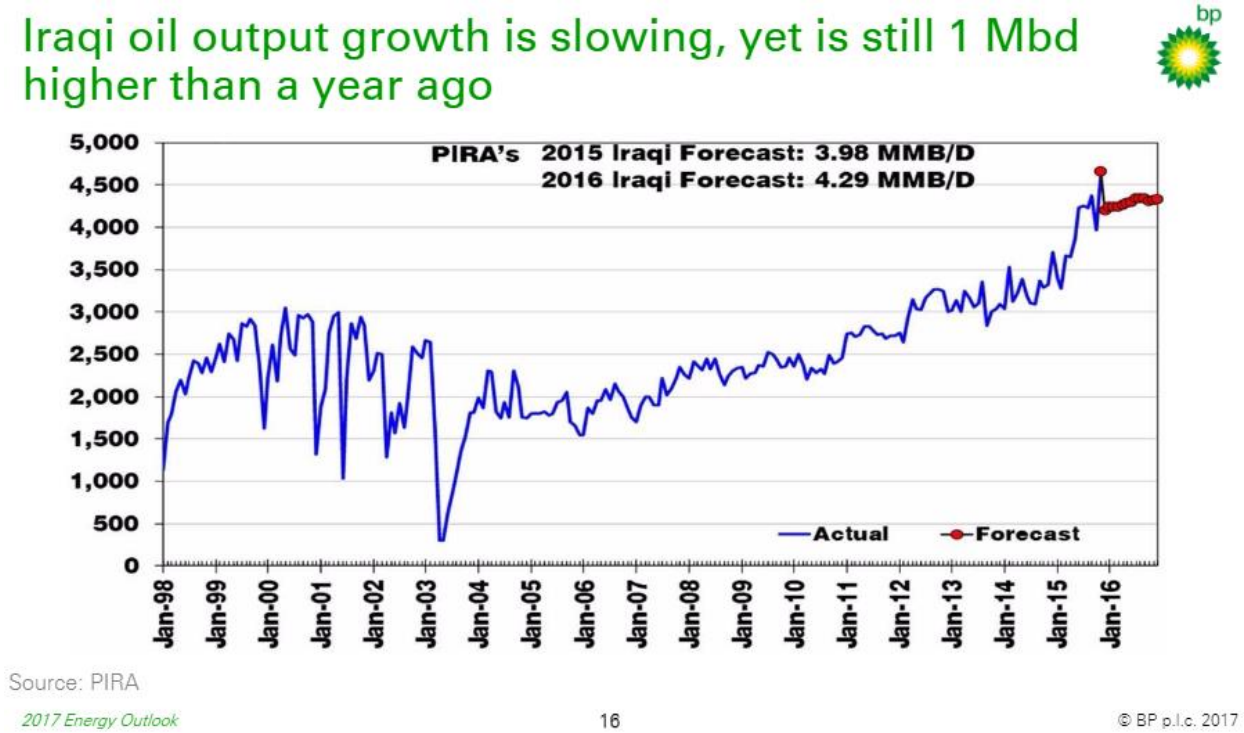
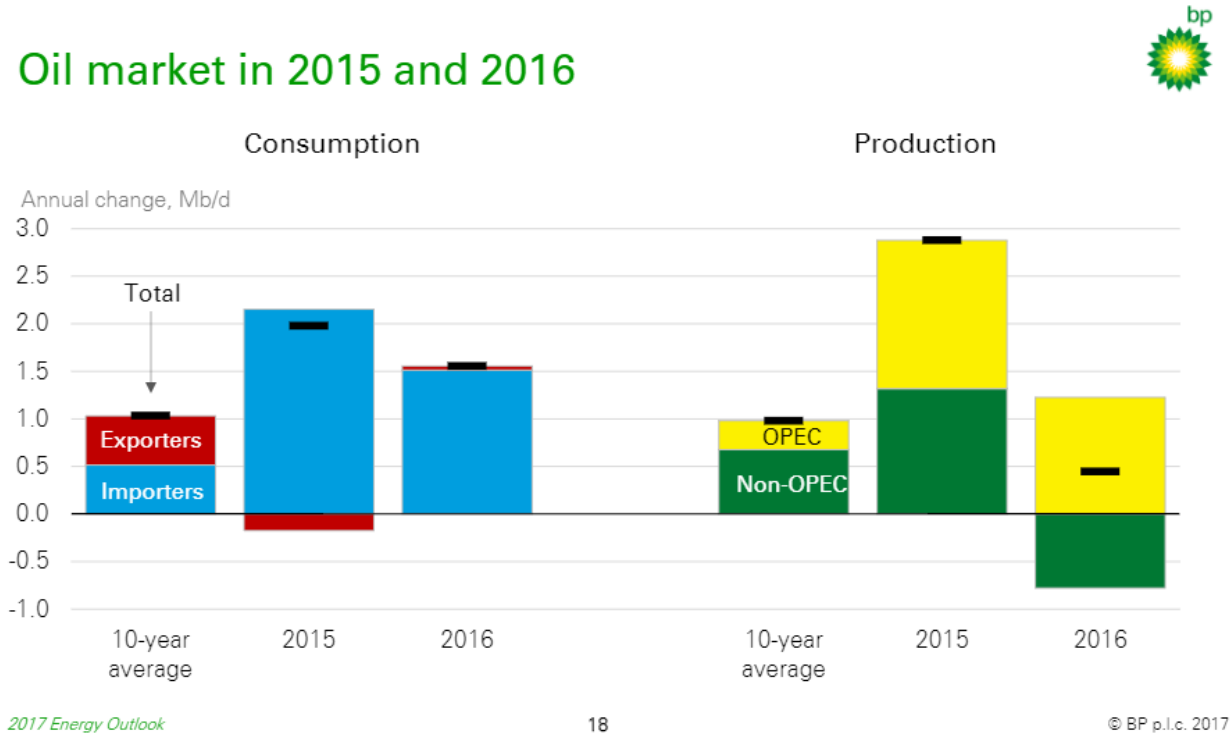


График на Рисунке 2.2.16 показывает, как быстро мировые цены на нефть восстанавливались после падения различные периоды. Если сравнивать нынешний кризис падения цен с предыдущими, то больше всего он пока напоминает 1985 – 1990-е годы. А кризис 2008 – 2013 похож на кризис 1997–2002 годов.

Что сейчас происходит на рынке, после того, как ОПЕК в ноябре прошлого 2016 года приняла решение добычу сократить? Более того, ОПЕК, наконец, договорилась со странами, не входящими в картель, включая Россию, о том, что они поддержат это решение и сократят добычу.

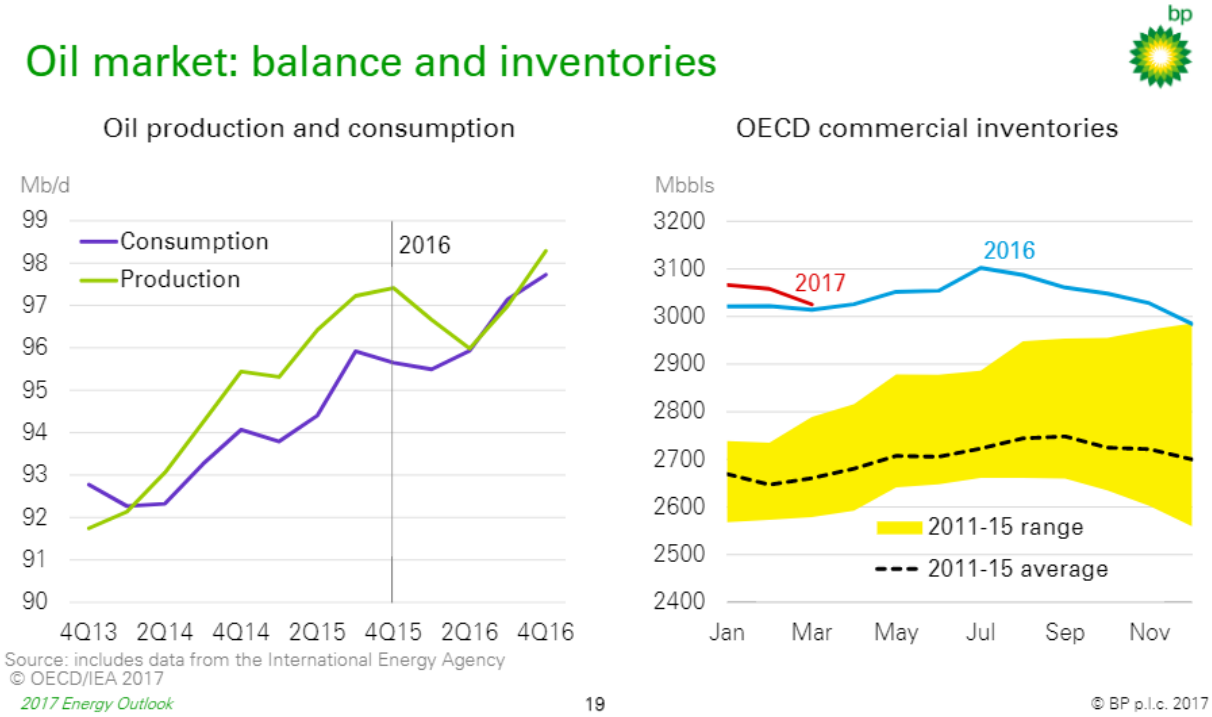
В общем-то, со второй половины прошлого года превышение прироста производства нефти перестало обгонять прирост спроса, т. е. рынок постепенно сбалансировался. На Рисунке 2.2.17 показано, что это действительно так.

Рисунок 2.2.17. Рынок нефти в 2015 и 2016 гг.



Что это меняет на рынке? Прежде всего, перестают расти, коммерческие запасы нефти в мире. Это видно на правом графике на Рисунке 2.2.18: в большой рукав, который является средним за 2011–2015 годы, уже включен 2015 год. Если бы 2015 года не было, то, в принципе, этот рукав был бы гораздо более узким. Потому что запасы начали расти уже в 2015 году.

Рисунок 2.2.18. Рынок нефти: балансы и коммерческие запасы



Почему они росли? Опять же, по тривиальному соображению. Если у вас на рынок выходит больше нефти, чем мир готов сегодня потребить, эту нефть нужно куда-то разместить. Экспортировать её с планеты невозможно, поэтому единственное место, куда ее можно положить, это нефтехранилище. Либо обычное нефтехранилище на суше, большая часть которых является нефтехранилищем в нефтеперерабатывающих заводах, либо просто в танкерах.

Очевидно, когда вам рассказывали про историю нефтяной промышленности, упоминали, что были периоды, когда нефть хранилась в танкерах, потому что на суше ее хранить было больше негде. Эта динамика очень важная. Если вы следите сейчас за краткосрочной динамикой нефтяных цен и собираете новости, которые могут повлиять на цену, то **динамика запасов** – это, наверно, одно из первых, на что вы обращаете внимание. По крайней мере, трейдеры на это явно смотрят, потому что это то, что вам будет говорить о состоянии, о перспективах развития нефтяного рынка. Если коммерческие запасы нефти в мире начнут сокращаться до нормального уровня, а нормальный уровень на Рисунке 2.2.18 показан пунктирной линией, то, скорее всего, давление на цены вниз перестанет ощущаться и, может быть, цена начнет подрастать. Но в ситуации, когда коммерческие запасы выше нормы, понятно, что никакого устойчивого роста цен на нефть наблюдаться не может. Если вдруг выяснится, что по каким-то причинам прирост спроса будет обгонять прирост предложения, это будет толкать цены вверх. Те, у кого имеются запасы, начнут их распродавать, что в свою очередь будет демпировать цены и не давать им расти. Это то, с чем сейчас связана надежда на восстановление цены на нефть. В 2016 году коммерческие запасы нефти сокращались, в начале 2017 года тоже. Если сравнить текущие показатели с нормальным уровнем, выяснится, что до него еще очень далеко. И ответ на вопрос, когда же запасы вернутся к

нормальному уровню, сейчас, прежде всего, находится в руках ОПЕК.

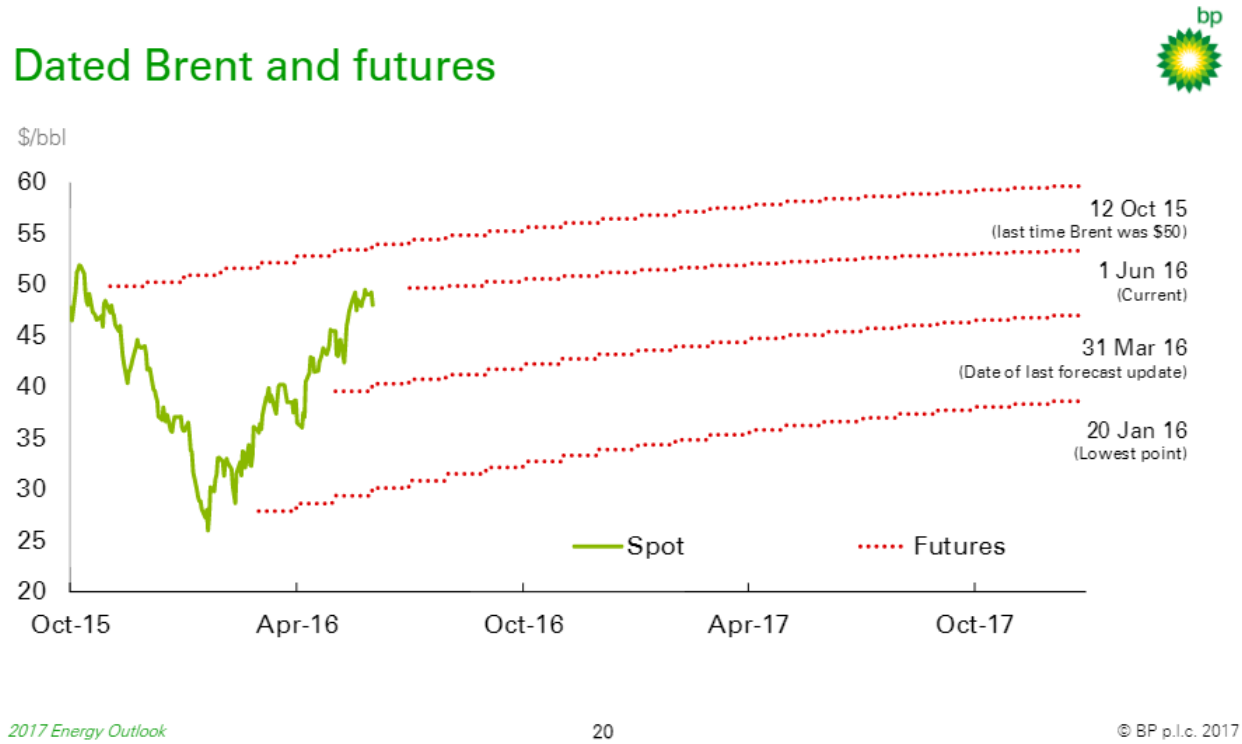
Я сказал, что в 2014 году ОПЕК рационально повела себя, приняв решение не сокращать добычу. Почему же они решили сократить добычу в ноябре прошлого 2016 года? Потому что нынешнее сокращение добычи носит краткосрочный характер. Их задача, которую ОПЕК сейчас ставят перед собой, это не вытеснить каких-то дорогостоящих производителей нефти с рынка, как я вам показывал на Рисунке 2.2.7. Часть из них уже ушла, только ушла не сейчас, а в отложенном эффекте, через 5–6 лет. Задача картеля сегодня – сократить объемы запасов нефти до нормального уровня. Было принято решение сократить добычу нефти на 1 800 000 баррелей в сутки в совокупности со странами, не входящими в ОПЕК, вот это то, что может привести к тому, что уровень запасов нормализуется. Но что будет дальше? Если уровень запасов нормализуется, и цена начнет расти, то, как понятно всем, американская сланцевая добыча начнет расти более быстрыми темпами. Она уже восстанавливается. Вопрос в том, будет ли в этом году прирост добычи сланцевой нефти США равен 700 тыс. баррелей, 800 тыс. баррелей, или американцы опять могут увеличить добычу на 1 млн. баррелей?

Если расценивать ситуацию на мировом нефтяном рынке с одной стороны, с точки зрения картеля, а с другой с точки зрения американских добывающих компаний, хорошего ответа на конкуренцию со стороны американских добывающих компаний у ОПЕК нет. До тех пор, пока есть ресурсы добычи сланцевой нефти в США. Потому что конкуренция, рост эффективности, снижение себестоимости свидетельствуют о том, что, если нефть есть, американцы будут ее добывать и добывать в больших объемах.

Естественный вопрос: когда это все кончится? Кончится тогда, когда кончится сланцевая нефть в США. А если спросить геологов, они любят рисовать долгосрочные графики, где добыча нефти по каждому месторождению достигает определенного пика, потом стабилизируется, потом падает. Если взять американскую сланцевую добычу, то период исчерпания приходится на конец следующего десятилетия. Все, что нужно ОПЕК, – подождать лет 15, и американская сланцевая нефть просто перестанет существовать. Я не геолог, пусть меня геологи раскритикуют, но мне все же продолжает казаться, что перспективы наращивания добычи сланцевой нефти в США имеют, по крайней мере, технологически и экономически более долгие горизонты. Почему? Если вы знаете, Россию критикуют за низкий коэффициент извлечения нефти, так называемый КИН. По официальным оценкам он составляет в районе 25%, некоторые вспоминают 30%, если верить И.В. Шпурову, главе госкомиссии по запасам, то около 20%. И считается, что это мало. Нынешний коэффициент извлечения нефти сланцевых месторождений меньше 10%, т. е. 90% нефтяных ресурсов остаются там. Если вы все время наращиваете свои технологические мощности, то вам удастся увеличить коэффициент извлечения нефти. Что означает, что пик добычи, который рисуют геологи может оказаться не в то время, которое предполагается.

Вам же рассказывали про технологии сланцевой добычи? С одной стороны, об этих технологиях знали десятки лет: горизонтальное или наклонное бурение, гидроразрыв. Но если посмотреть ближе, за счет чего увеличивается эффективность на сланцевых месторождениях, то это во многом не старые традиционные технологии, а то, что называется «Big data» - информационное компьютерное технологическое обеспечение. Потому что модель резервуара, которая, благодаря нанодатчикам, позволяет наблюдать за трещинами в реальном времени и управлять процессом дистанционно– – это передовые технологии, которые позволяют вам повышать эффективность добычи. Как мне кажется, все это будет приводить к росту коэффициента извлечения нефти в США. Хорошего ответа на «сланцевую революцию», на этот джинн, который ОПЕК сама выпустила из бутылки, у картеля нет. Выпустила потому, что для начала разработки сланцевых месторождений, применения высоких технологий требовались более высокие цены на нефть. Ведь первоначально технологии очень дорогие, а потом, как и везде, они становятся дешевле и дешевле.

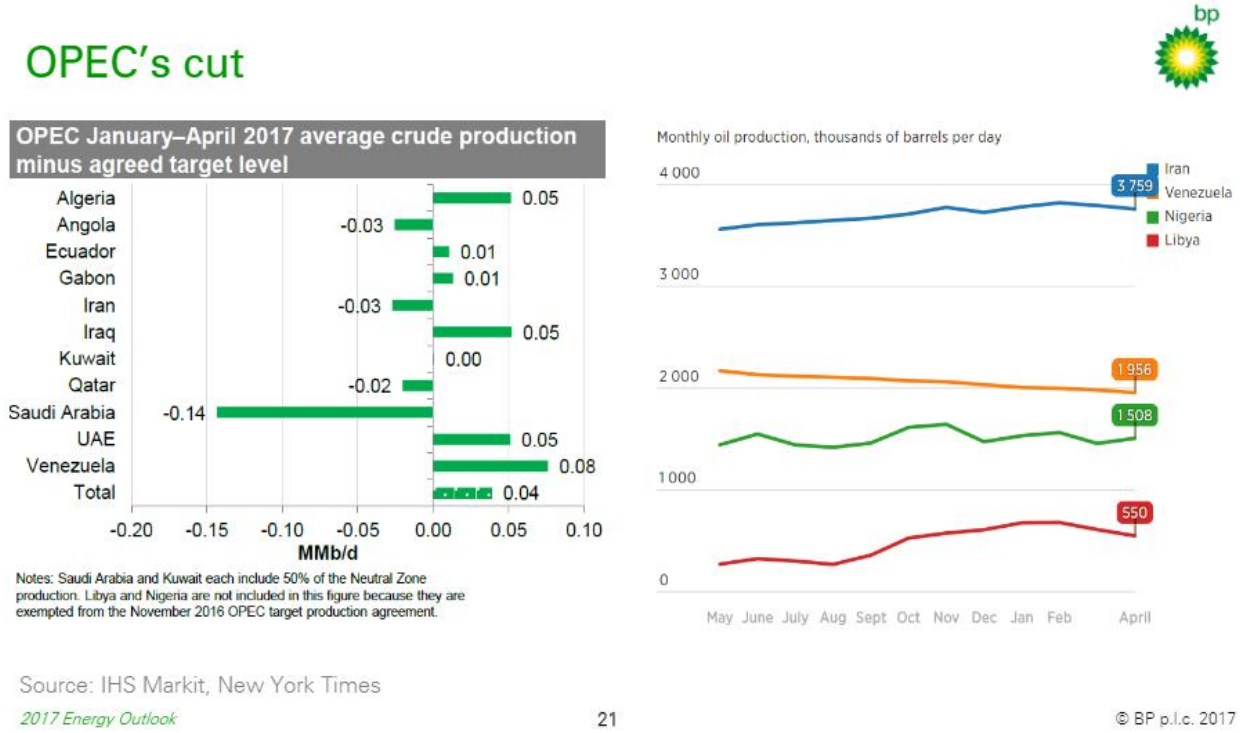
Рисунок 2.2.19. Котировки Brent и фьючерсы



Вернёмся к запасам. Еще одна вещь, о которой я скажу, сейчас ушла в тень, на второй план, но периодически всё же всплывает. Для того, чтобы люди размещали нефть в нефтехранилищах, должны соблюдаться простые условия. Люди будут увеличивать запасы нефти в нефтехранилищах, если рассчитывают, что через какой-то период продадут эту нефть с выгодой. Следовательно, фьючерсная кривая должна говорить, что, продав нефть через год, издержки по хранению в нефтехранилищах компенсируются. Более того, останется прибыль. О чем периодически вспоминают аналитики нефтяного рынка? О том, что пока эта кривая недостаточно крутая – см. Рисунок 2.2.19, то будет с запасами, не очень понятно.

Перейдем к совсем недавнему периоду, а именно к концу ноября прошлого года, к ограничениям, принятым Саудовской Аравией, и её договорённостях с остальными членами картеля и другими странами. Про Россию буду говорить отдельно. Посмотрите на Рисунок 2.2.20. Как вы видите, на весну – апрель, 2017 года – дисциплина исполнения решения ОПЕК достаточно хорошая. Страны, для которых были установлены квоты, ещё не достигли основных целей, но в принципе ОПЕК удалось сократить добычу.

Рисунок 2.2.20. Ограничения ОПЕК



Но для двух стран – для Ливии и Нигерии – квот установлено не было – до достижения ими определенного уровня добычи, их как бы пожалели. Если обратиться к прошлым периодам сокращения добычи нефти для установления общей квоты, надо сказать, что такая страна как Ирак, тоже со времен первой войны в Персидском заливе была исключена из механизма квот. Она была вольна наращивать добычу нефти теми темпами, какими ей хотелось. Кстати, это как раз привело к достаточно быстрому росту добычи нефти в Ираке даже в те периоды, когда мировая цена на нефть не росла, а иногда даже падала. Почему?

Я буду показывать ситуацию в России, но, если вы знакомы с налоговым режимом в России, вы знаете, что он устроен таким образом, что российским нефтяным компаниям не очень важно, какая номинальная цена сложилась на мировом рынке на нефть, потому что для них оставшееся после вычета налогов ведет себя совсем по-другому. То же самое можно сказать об Ираке, где подобное явление наблюдалось в экстремальном выражении, потому что налоговый режим в Ираке устроен как фиксированная маржа. Нефтяные компании просто подписывают соглашение с правительством о том, что с каждого барреля добытой нефти они получают фиксированную сумму. Она меняется по проекту: у нас, у компании «BP» - одна, у «Лукойл» работает другая. Все дело в том,

что в такой ситуации, при таком налоговом режиме, какая нам разница, как ведет себя цена на нефть. Единственный способ нарастить свою прибыль для наших нефтяных компаний – это наращивать добычу. Потому что каждый дополнительный баррель приносит нам фиксированный долларовый эквивалент, который правительство обещало.

Вернувшись к Ливии, увидим, что страна нарастила добычу практически на 1 млн. баррелей в сутки, чего никто от нее не ожидал, исходя из оценок социальной ситуации, которая там сложилась. Как вы знаете, в июле в Санкт-Петербурге прошло очередное совещание стран ОПЕК и тех стран, которые присоединились к решению ОПЕК о сокращении добычи. Никаких квот ни для Нигерии, ни для Ливии установлено не было. Просто было сказано, что им предложено ограничивать добычу до того момента, пока они не достигнут согласованного максимума. Что это означает с точки зрения дальнейшей динамики цен на нефть, никто не знает. С одной стороны, устоялось предположение и как бы утверждение, что мы живем в период низких нефтяных цен. С другой стороны, что такое «более низкие нефтяные цены», никто сказать не может, потому что, как я говорил, нельзя сказать, кто сейчас является маржинальным производителем на мировом рынке нефти.

В краткосрочном плане – это сланцевая добыча, она наиболее чувствительна к изменениям цены именно из-за того, что там нужно постоянно бурить и инвестиционный цикл очень короткий. На бурение скважин сланцевых нефтяных месторождений уходит меньше месяца, иногда 2 недели. Соответственно, если вы решили, что будете бурить, ваш продукт может выйти на рынок меньше, чем через месяц. У вас очень короткий период реагирования. Это в краткосрочном периоде делает американских производителей маржинальными.

В долгосрочном плане маржинальными являются производители с более высокими издержками производства. Хорошего анализа, как бы все сложить и понять, в какой период сколько нефти недовыйдет на рынок, как повернётся ситуация, как будут вести себя коммерческие запасы нефти, как это будет влиять на цену, никто провести не может. Поэтому все гадают.

Рисунок 2.2.21. Цены на нефть

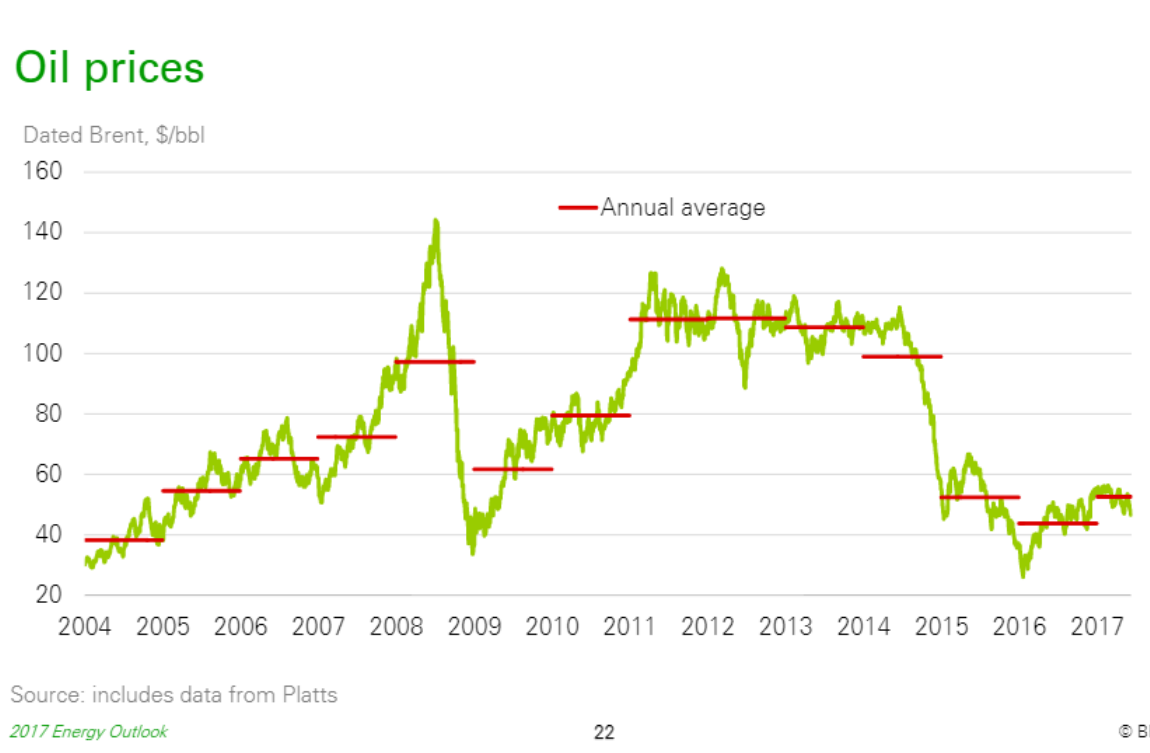
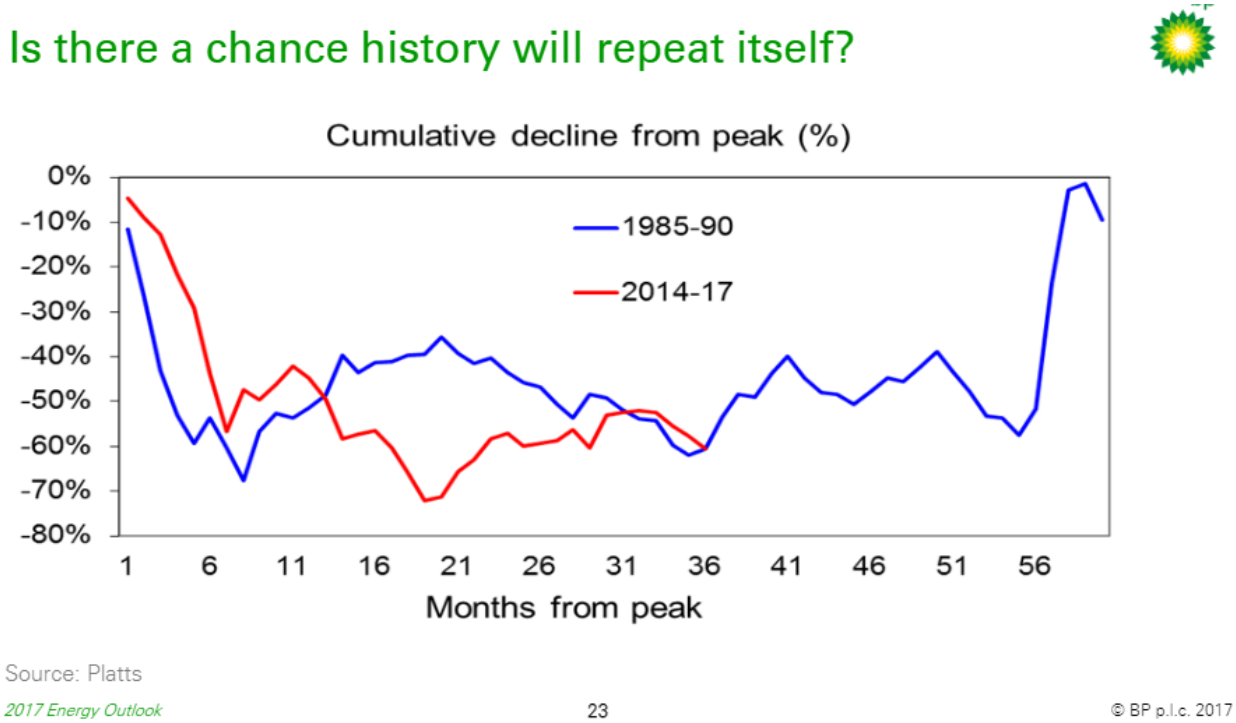


Рисунок 2.2.22. Может ли история повториться?



Если проводить аналогию с предыдущими кризисами – а как я говорил ранее, нынешний кризис напоминает на кризис 1985–1990-х годов – то некоторые себя утешают тем, что тогда цены резко выросли. И говорят, что, наверное, по крайней мере, на рубеже 2020-х годов повторение такого эпизода возможно. Потому что никто не возьмет на себя смелость гарантировать обратное, но ощущение, что развязки, подобной 1985–1990-м годам не будет, все же есть. Нынешние изменения в своей основе несут технологические изменения. Рисунки 2.2.23-2.2.24 показывают и

снижение себестоимости добычи сланцевой нефти США, и перспективы роста добычи сланцевой нефти по разным месторождениям США.

Рисунок 2.2.23. Тяжёлая нефть

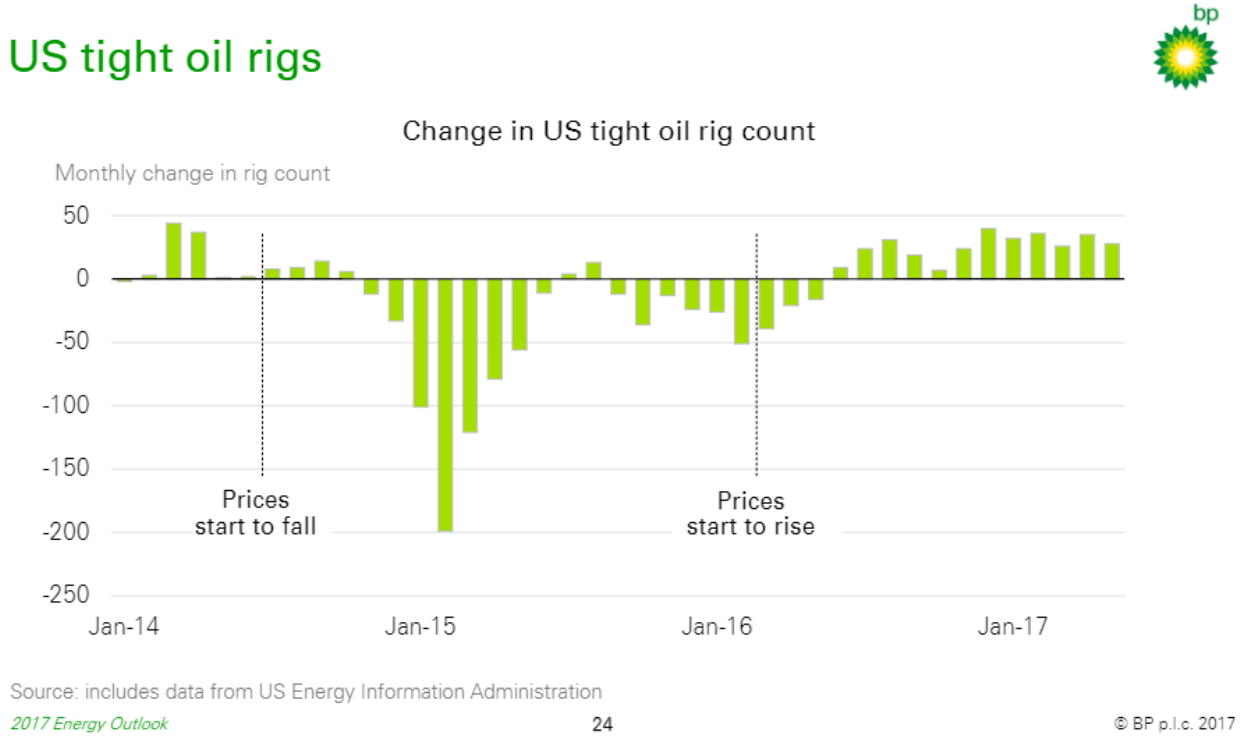
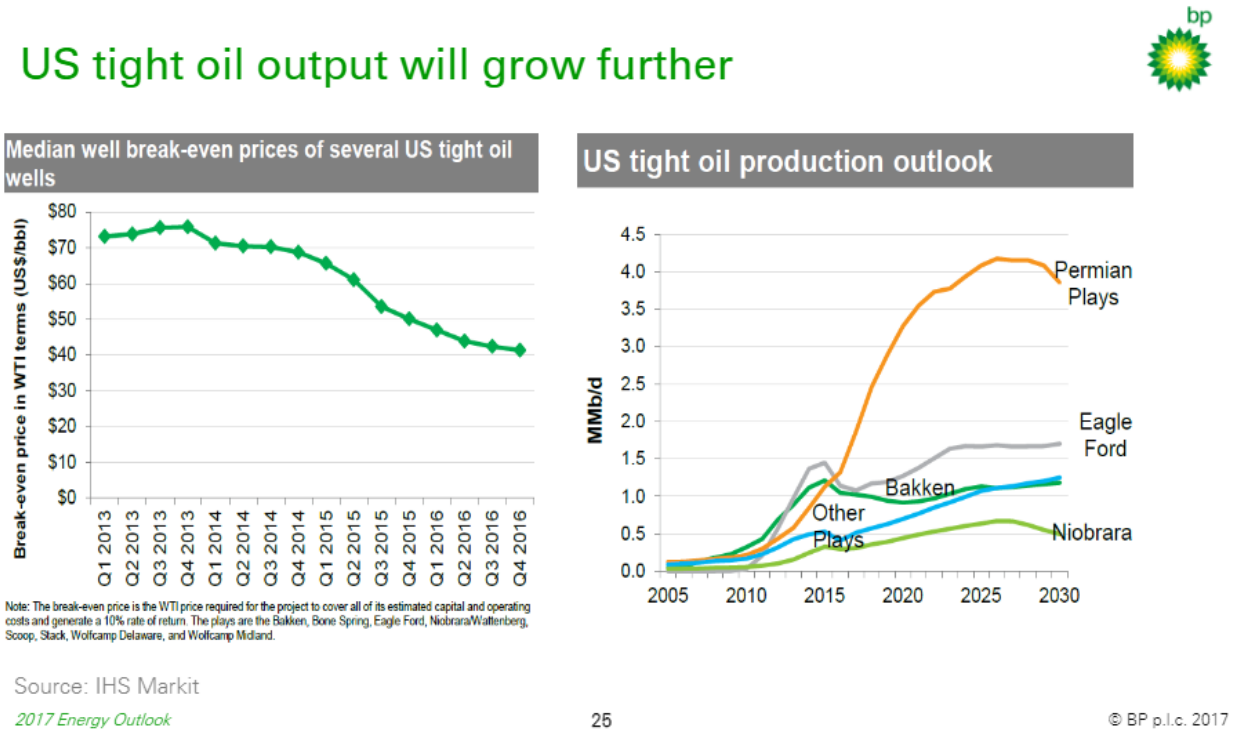


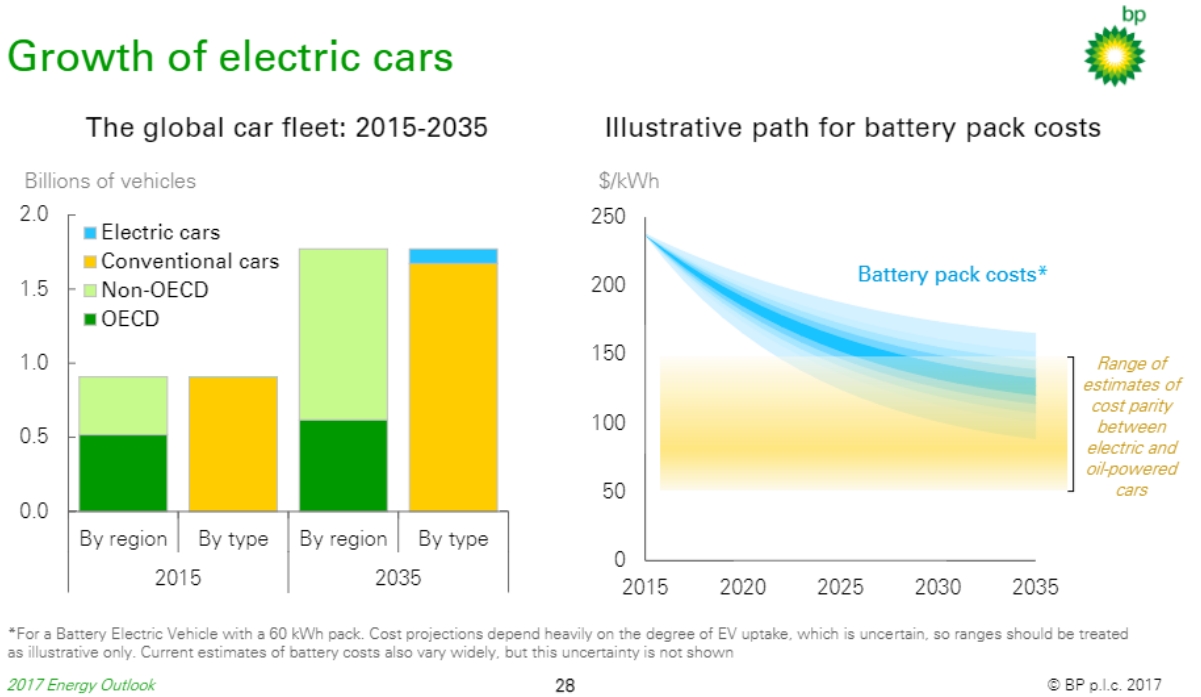
Рисунок 2.2.24. Объёмы производства будут расти



Как видите, динамика разная, потому что месторождения совсем разные. Но, в общем, понятно, что кривая предложения снизилась достаточно заметно. Если раньше мир считал, что к 2035 году каждый баррель всего объема нефти, который нужно будет добыть, обойдется в 50–60 $, то выясняется, что на самом деле эта кривая снизилась. Возможно, требуемые объемы будут добыты и по более низкой себестоимости, соответственно смотрите последствия для мировых нефтяных цен.

Но, если обратиться к долгосрочным перспективам добычи нефти, то возникает еще один интересный феномен, который уже имеет отношение не к изменениям технологий на стороне предложения, а к изменениям на стороне спроса. Как вы знаете, транспортный сектор – это сейчас основной бастион потребления нефти в мире. Конечно, нефть потребляется и в других секторах, но, в принципе, везде, где можно было, нефть заместили. Прежде всего, в электроэнергетике, практически везде, кроме Ближнего Востока, нефть в электроэнергетике уже используется минимально. В Юго-Восточной Азии есть отдельные карманы, где нефть еще используют. Потому что нефть - это один из самых дорогих видов энергетических ресурсов. Если обратиться к транспортному сектору, то тут большая неопределенность: Перед вами графики с нашим видением последствий, которые может иметь электрификация транспорта, т. е. распространение электромобилей, для спроса на нефть – см. Рисунок 2.2.25.

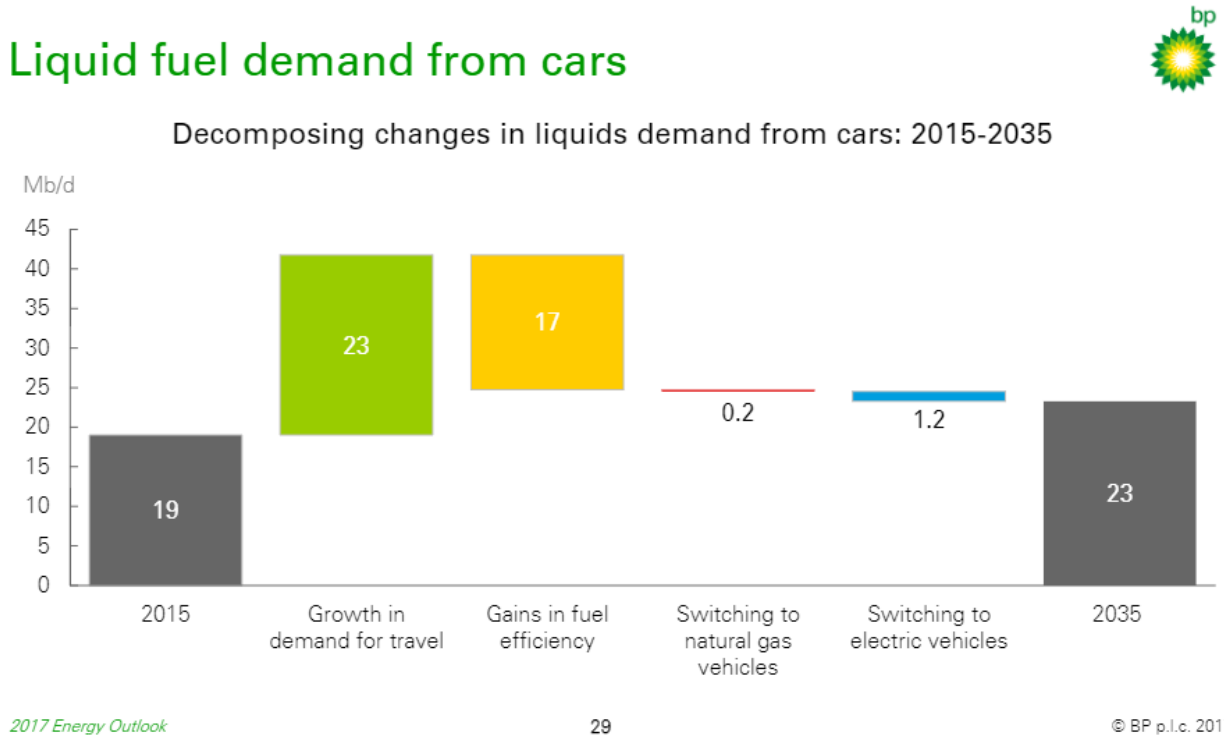
Рисунок 2.2.25. Рост парка электромобилей



Есть гораздо более радикальные оценки. Пока получается, что **рост эффективности двигателей внутреннего сгорания будет иметь более значимое влияние на изменение спроса на нефть, чем сами электромобили** – см. Рисунок 2.2.26. Но мы признаем, что меняются не только технологии, но и производство автомобильного парка. Некоторые компании, в том числе Volvo, приняли решение, что они после определенного года вообще не будут производить никаких автомобилей, кроме

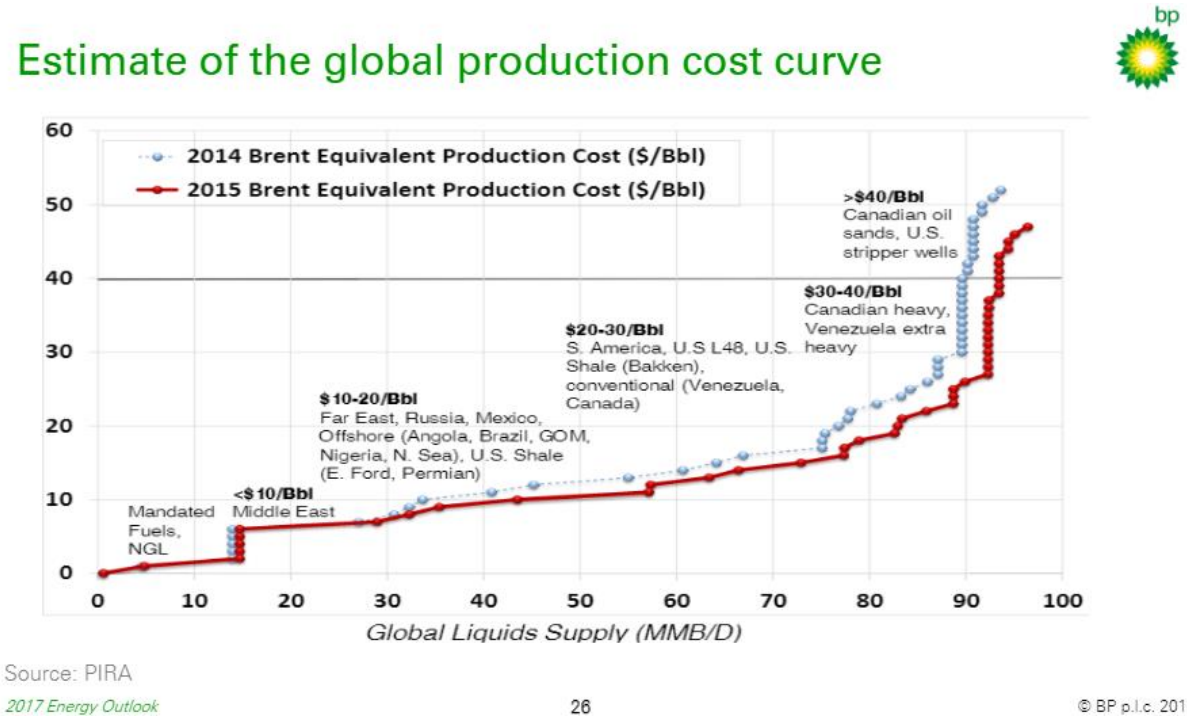
электромобилей. Ситуация меняется, последствия пока оцениваются разными способами, но риск четко прослеживается.

Рисунок 2.2.26. Потребление жидкого топлива автотранспортом



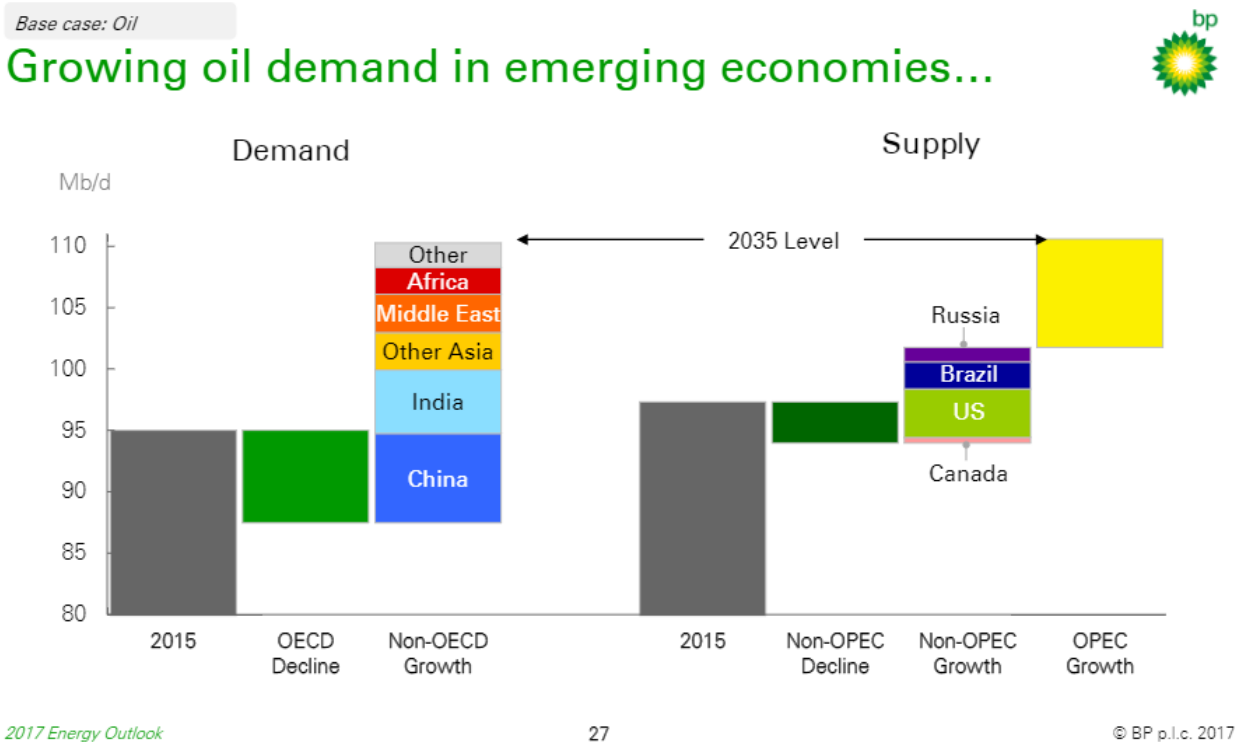
И это создает интересную дилемму на нефтяном рынке с точки зрения производителей нефти с дешевыми источниками нефти, такими, как Саудовская Аравия, другие страны, входящие в ОПЕК, Россия, которая также принадлежит к странам с не очень высокой себестоимостью добычи нефти – см. Рисунок 2.2.27.

Рисунок 2.2.27. Кривая затрат на производство



Перед какой же дилеммой нас ставят технологические изменения на стороне спроса? Дилемма состоит в том, что, скорее всего, не только вы, но и более старшее поколение, вроде меня, доживут до пика нефти. Как вы знаете, о пике нефти говорили очень долго. Только упоминания теории пиковой нефти, всегда были связанны с пиком предложения. Считалось, что нефть – это исчерпаемый ресурс, и она когда-то кончится. Отсюда и предположение, что цена на нефть будет только расти. Экономисты «BP» напоминали, что нефть – это еще и экономический продукт, экономическая категория и повторяли вслед за министром нефти одной из стран ОПЕК, что каменный век закончился не потому, что закончились камни. Нефтяной век закончится не потому, что закончится нефть. Тогда это были слова, теоретические рассуждения. Но сегодня уже совершенно ясно: скорее всего в ближайшие 20 лет спрос на нефть достигнет своего пика. Вопрос может быть в том, произойдет это раньше или позже, но это произойдет.

Рисунок 2.2.28. Соотношение спроса и предложения нефти к 2035 году



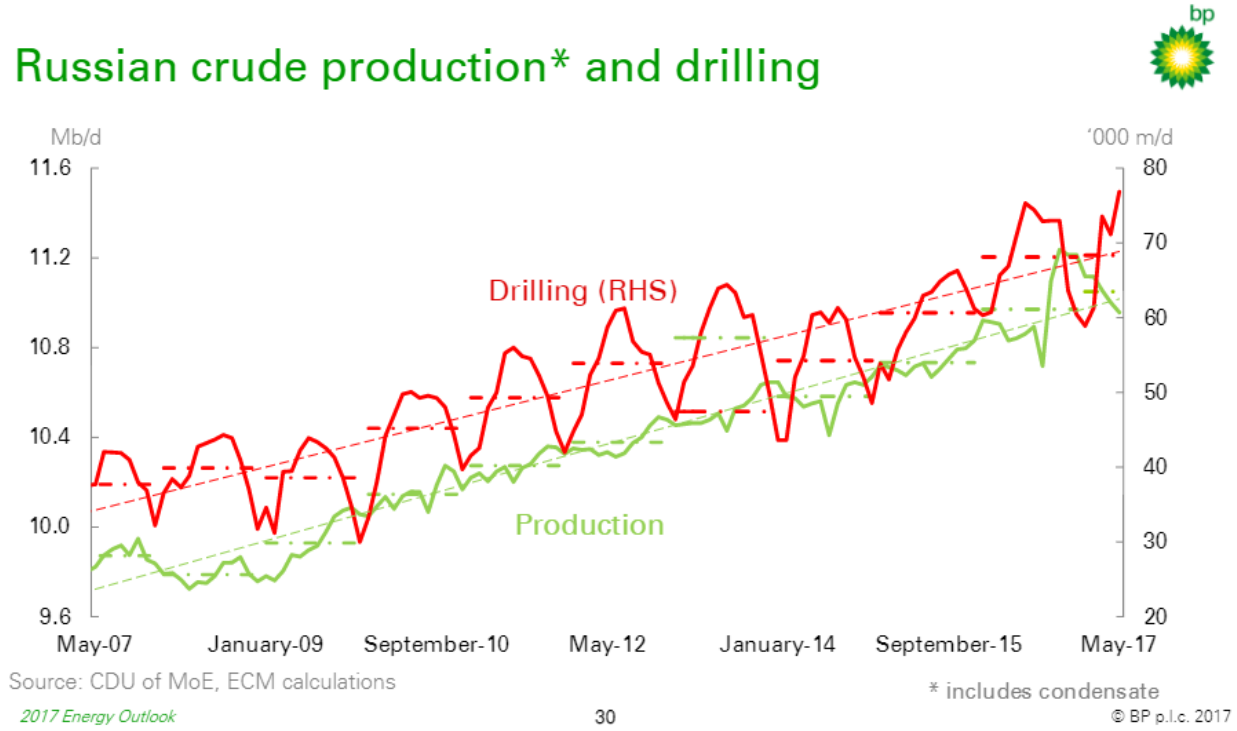
Что это означает для стран с дешевыми источниками нефти? Им необходимо определиться, что они со своей нефтью делать будут? В странах ОПЕК нефти гораздо больше, чем они добывают сейчас. **Коэффициент отношения запасов нефти к нынешнему уровню добычи** измеряется десятками лет. Мы посчитали кумулятивный спрос на нефть до 2050 года и сравнили с технически извлекаемыми запасами нефти, которые уже сейчас имеется, и выяснилось, что запасов там в два раза больше, чем кумулятивный спрос на нефть до 2050 года, а к 2050-му году пик нефтяной эры, вероятнее всего, будет достигнут – см. Рисунок 2.2.28.

Перед странами, в том числе и Россией, стоит вопрос монетизации. **Какую часть нефтяных ресурсов они**

собираются реализовать до тех пор, пока она кому-то нужна? И это как раз может сыграть большую роль на нефтяных рынках. Потому что картель был связан с чем? С тем, что страны себестоимость нефти в которых была низкой, эту нефть добывали в меньших объемах, чем могли бы - рынок был «ненормальным».

Спрос рос, а предложение сдерживалось. Вот эта ситуация может измениться, если конкуренция среди производителей дешевой нефти будет становиться всё более острой, потому что будет понятно, что через какое-то время пирог начнет сжиматься и лучше бы свою нефть продать сейчас. При этом, некоторые думают, что пик будет достигнут после 2040 года. Давайте подождем. Но будет поздно. Решение нужно принимать раньше, потому что к 2040-му году вы можете столкнуться с ситуацией, когда спрос на нефть начнет падать.

Рисунок 2.2.29. Добыча нефти и эксплуатационное бурение в России



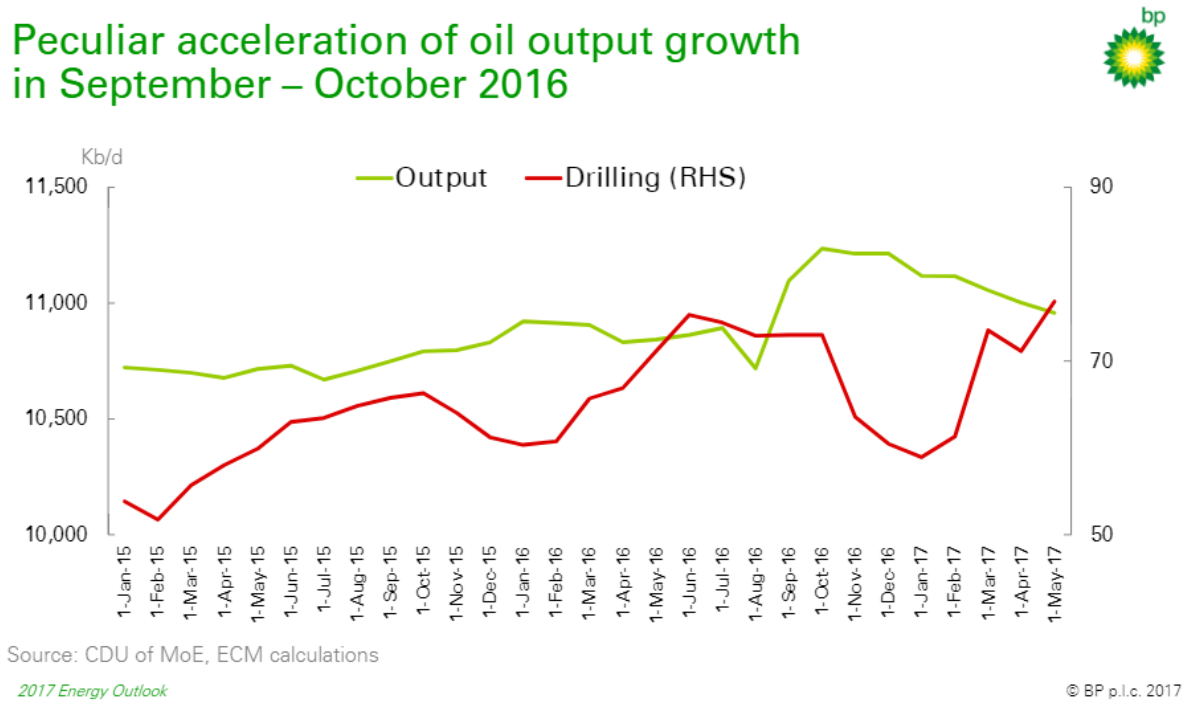
Что это значит для добычи нефти в нашей стране? На Рисунке 2.2.29 показана динамика добычи нефти и эксплуатационного бурения за последние 10,5 лет. Как вы видите, пока Россия нормально ведет себя с точки зрения новой парадигмы и сдерживает добычу, что в долгосрочном плане может оказаться контрпродуктивно. Добыча в России росла, она росла связанно с объемами бурения. Россия ведет себя, скажем так, правильно. Но в ноябре прошлого года Россия присоединилась к ОПЕК и обещала добычу сократить. Надо сказать, что с этим были связанны некоторые не очень традиционные явления в российской нефтедобыче. Как вы знаете, уровнем связывания для ОПЕК стал октябрь 2016 года. Все решения о сокращении добычи принимаются по отношению к объему добычи в октябре 2016 года. Как видите, добыча нефти в России в прошлом году вела себя интересно. Она была достаточно спокойной, а потом вдруг в сентябре-октябре резко скакнула до такого уровня, что сейчас, даже после сокращения, Россия добывает нефти больше, чем в

соответствующие месяцы прошлого года. Добываемые объемы, вроде бы, сократились, но с точки зрения годового прироста страна производит больше нефти. Уже не говоря о том, что Россия экспортирует еще больше. Любопытно и то, что если, глядя на цифры, которые публикует Центральное диспетчерское управление, вы спросите Министерство энергетики: «Где же обещанное сокращение добычи на 300 тыс. баррелей?» Ведь обычные коэффициенты перевода из тонн в баррели, даже с использованием данных Министерства энергетики, дают меньшее сокращение. Министерство энергетики вам ответит, что нужно использовать правильные коэффициенты. Что сократили добычу тех типов нефти, где коэффициент более высокий, соответственно 300 тыс. баррелей, которые Россия обещала ОПЕК, она сократила.

Меня больше интересует не количественный ответ, меня интересует динамика. Как вы видели на Рисунке 2.2.29, в России всегда наблюдалась достаточно сильная корреляция между объемами эксплуатационного бурения и добычи нефти. Если объемы эксплуатационного бурения росли, то добыча нефти тоже росла. Посмотрите на Рисунок 2.2.30: что мы видим в объемах эксплуатационного бурения в России в последние месяцы?

Сначала оно действительно упало, есть сезонное падение, но оно упало больше, чем традиционно. Это соответствовало сокращению добычи нефти. Если обратить внимание на период, начиная с марта 2017 года, добыча нефти продолжает падать, но объемы эксплуатационного бурения растут.

Рисунок 2.2.30. Эксплуатационное бурение в России, 2015-2017 гг. (по месяцам)

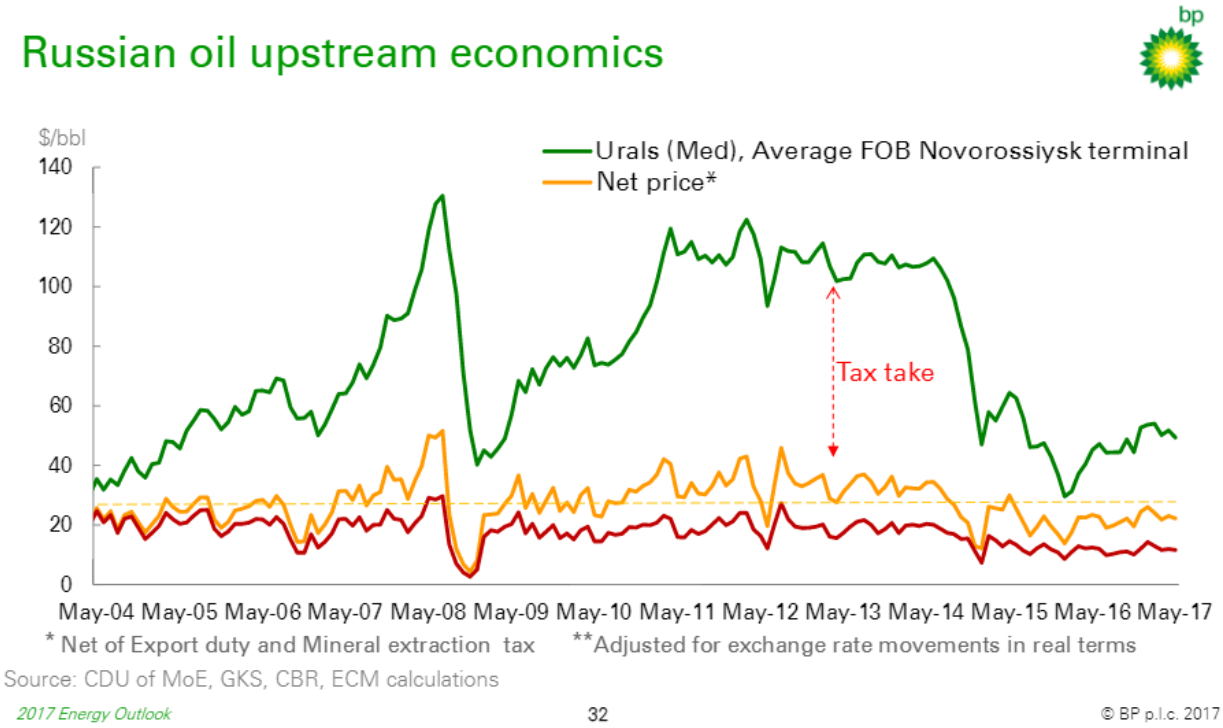


Получается, российские компании бурят все больше для того, чтобы добывать все меньше. Я не очень уверен, что это соответствует реальному положению вещей. Скорее всего, если не будут приняты дополнительные меры, мы увидим ситуацию, в которой добыча нефти в России начнет расти.

С тех пор, как я сделал эту презентацию для Сколково, мы добавили сюда еще одну линию. Сейчас наблюдается весьма интересное различие в объемах добычи российской нефти, которое сообщает Министерство энергетики, с объемами, о которых рапортует Росстат. Согласно данным Росстата добыча нефти в России по сравнению с октябрём сократилась не на какие-то 300 000 баррелей в сутки, а меньше, чем на 20 000 баррелей. Я несколько раз уже задавал Министерству энергетики вопрос: «Кому же верить?» Пока ответа нет. Тем не менее, честно скажу: мне, как экономисту, цифры Росстата кажутся более соответствующими и динамике эксплуатационного бурения, и, главное, экономике.

На Рисунке 2.2.31, я его уже несколько раз анонсировал, показано, что же видят российские добытчики нефти с точки зрения цены, то есть то, как формируется наш cash-flow в разведке и добыче.

Рисунок 2.2.31. Экономика разведки и добычи в России



Зелёная кривая – это номинальные цены на Urals в Новороссийске, желтовато-коричневая кривая – это та же самая цена, но скорректированная только на прямые налоги, которые изымает государство. То есть это – экспортные пошлины и НДПИ. И, как вы видите, график обновляется с мая 2004 года. Прошло практически 13 лет, но и в номинальном, и, что ещё более важно, в реальном выражении, то есть в постоянных долларах, выручка российских нефтяных компаний на один баррель менялась очень незначительно.

Более того, на руку росту нефтедобычи в России в последнее время играет **сокращение наших издержек после девальвации 2015 года**. Как я вам сказал, и в долларовом выражении цены во всей мировой нефтяной промышленности сокращаются из-за циклического спада, но так как в России издержки учитываются в рублях, то в рублевом выражении сокращение было таким же, а при переводе в доллары становилось из-за девальвации ещё больше. То есть заметно увеличилась наша маржа потому что в реальном выражении наши доходы чуть сократились, но наши издержки сократились ещё больше. Кстати, надо сказать, что Минфин, конечно, это не пропустил мимо своих книжек и, как вы знаете, последние два года всё время шёл торг о дополнительных доходах, которые Министерство финансов успешно пыталось получить с нефтяной российской промышленности. Тем не менее, в такой ситуации понятно, что экономически ничего не изменилось, в том числе после решения о сокращении добычи ОПЕК. Поэтому логика добычи нефти в России остаётся прежней.

Рисунок 2.2.32. Производство в нефти в России, 2015-2016

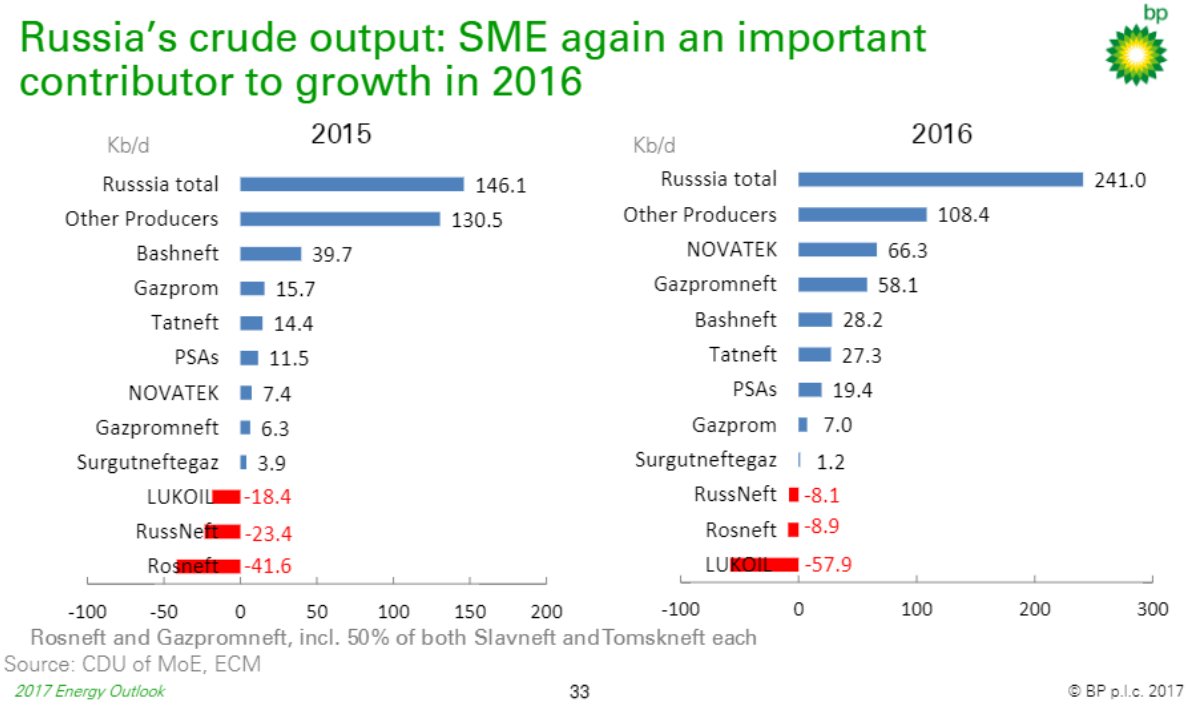
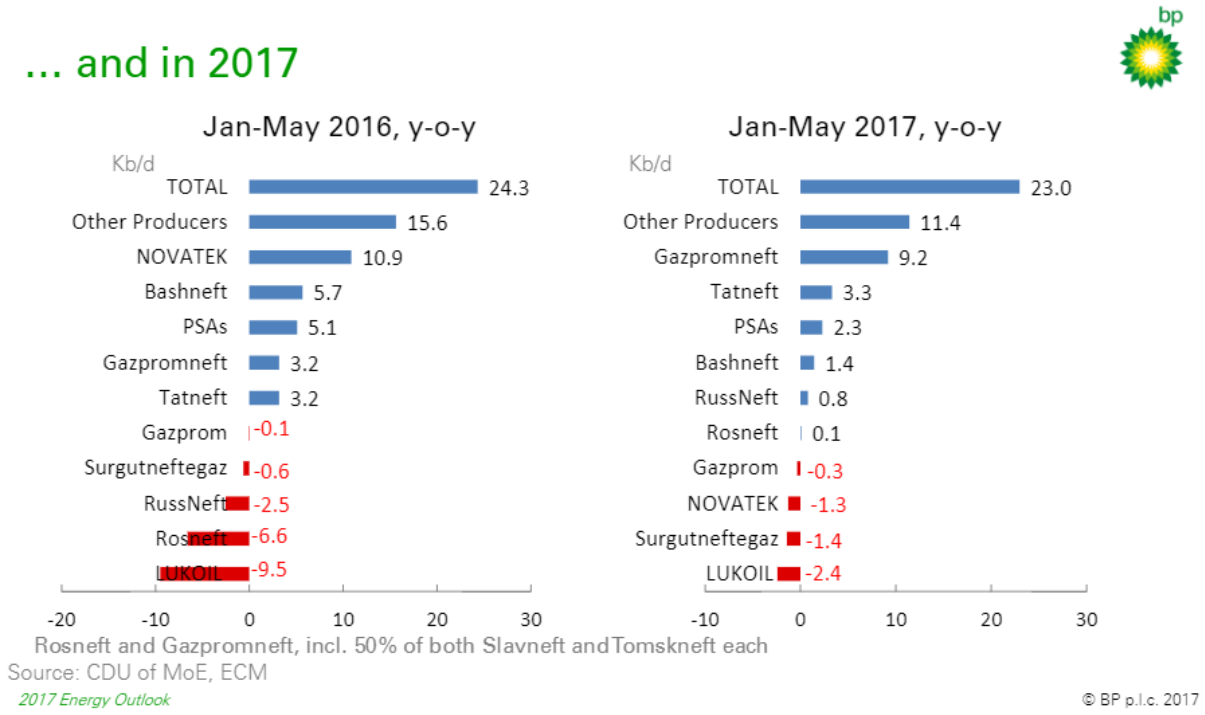


Рисунок 2.2.33. Производство в нефти в России, 2017

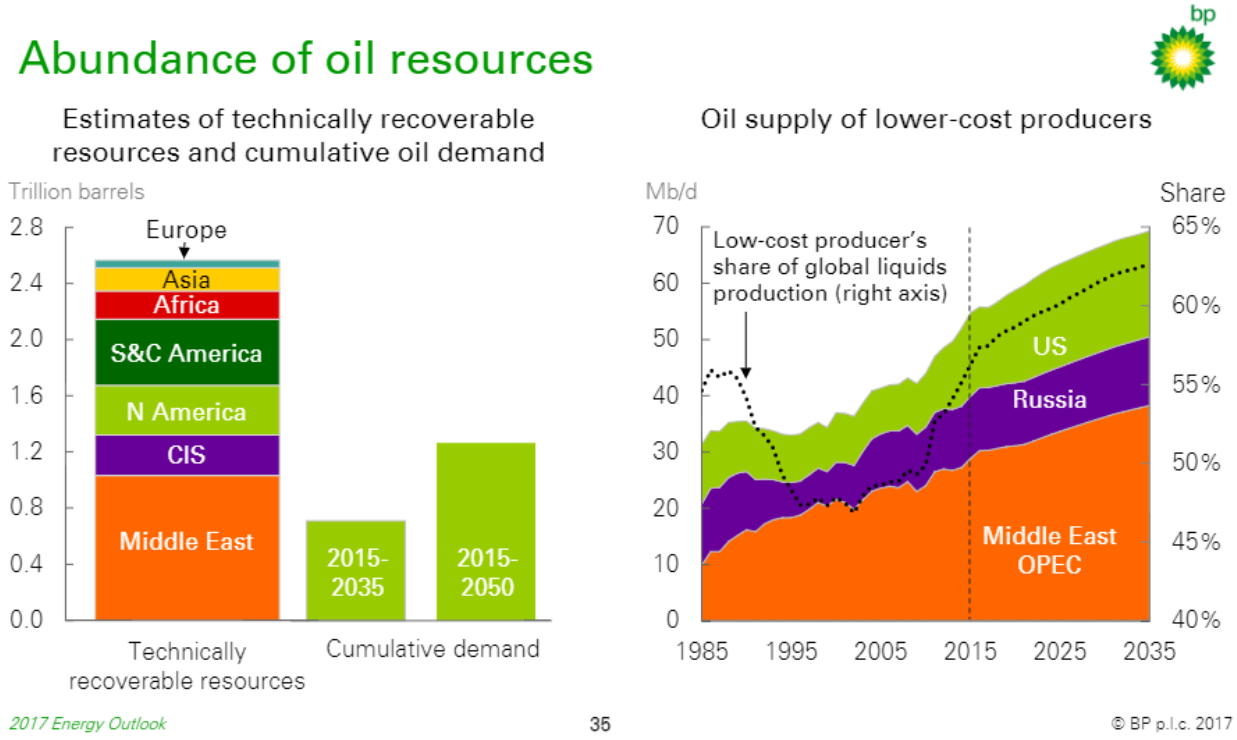


Если посмотреть на Рисунки 2.2.32 и 2.2.33, то становится очень интересно. Вы наверняка помните начало прошлого года и совещание, которое было собрано у президента России с руководителями ведущих нефтяных компаний. Тогда, собственно говоря, и договорились об этом добровольном механизме сокращения добычи. Кто там присутствовал на этом совещании? Там были, естественно, наши, как их принято называть, «нефтяные генералы». А на графиках видно, что в последние годы основной прирост добычи нефти приходится совсем не на те компании, руководители которых были приглашены к президенту.

Основной прирост обеспечивают так называемые «прочие производители». Если вы знакомы со статистикой Центрального диспетчерского управления, там возглавляют список добывающих компаний конечно же ВИНК, вертикально интегрированные нефтяные компании, а за ними следуют 150 с лишним более мелких компаний. Так вот именно эти более мелкие компании, с которыми, никто не договаривался о сокращении добычи, и обеспечивали основной прирост добычи. А какой логики придерживаются независимые производители? Как я сказал, их логика чисто экономическая: пока добыча нефти в России выгодна, точнее, пока она выгоднее, чем раньше, нет стимула сокращать добычу? Более того, Рисунок 2.2.33 показывает ситуацию в январе-мае 2017 года: всё – то же самое. Есть, конечно, компания «Газпром нефть» – очень успешная компания. У вас будет Сергей Вакуленко, он вам наверняка расскажет про их успехи. Но, в принципе, всё равно основной прирост – это всё те же более мелкие компании. Поэтому, возвращаясь к радикальному вопросу о том, как выстраивать свою нефтяную стратегию нашей страны, можно сказать, на мой взгляд, что пока Россия находится на верном пути. Нефть надо добывать и поставлять её миру, пока она нужна. В противном случае, как я уже говорил – а теперь вы можете удостовериться в моих словах на

Рисунке 2.2.34 – мы столкнёмся с ситуацией, когда нефть станет менее востребованным ресурсом и, соответственно, ожидать, что в тот момент цены на неё будут более высокими, чем сейчас, не приходится. На этом я остановлюсь. ●

Рисунок 2.2.34. Изобилие нефтяных ресурсов



Добыча и транспортировка газа

д.т.н., проф. Роман Олегович Самсонов,
Руководитель направления «Газ и Арктика»
Энергетического центра Московской школы управления СКОЛКОВО

Коллеги, прежде всего вам нужно понять, насколько сложно устроена вся система.

Рисунок 2.3.1. Инфраструктура добычи и транспорта природного газа из России

Во-первых, газотранспортная система, которая у нас есть, уникальна. Не случайно она – Единая система энергоснабжения. И, практически, все страны мира, которые занимаются газом, так или иначе изучают, как она у нас устроена. Я вас познакомлю с некоторыми аспектами этого дела. Единая газотранспортная система – это залог возможного нашего благополучия на какой-то период времени. Отцы-создатели заложили такой запас прочности и такой запас мощности, что сегодня она даже немножко мешает, потому что эти мощности нужно использовать и приспособить к рынку, которого раньше не было. Мы жили в распределительной системе. Вчера мы с вами смотрели первую часть – историю газовой промышленности, и вы узнали о том, что практически всегда партия и правительство, когда ставили задачи, руководствовались необходимостью обеспечения нормальной жизни людей. И правильно говорили другие лекторы, что в отличие от других стран у нас зимой стоит задача номер 1 – не заморозить людей. Она зачастую противоречит задачам акционерных обществ, которые ведут операционную деятельность.

Рисунок 2.3.2. Стратегия развития газовой отрасли

Вы должны понимать: для того, чтобы работала газовая промышленность, к этой газотранспортной системе должны быть подведены месторождения, обеспечено хранение и т.д. Очень важна в отличие от многих других отраслей так называемая ресурсная база. Вчера мне задавали вопрос: «Как у нас там с ресурсами, с запасами?» Я вам предлагаю четко для себя запомнить, что есть **ресурсы**, а есть **запасы**. Так вот ресурсы, если посмотреть на Рисунок 2.3.3, это 248 трлн. кубических метров газа у нас. Это, так сказать, теоретически.

Некоторые еще не посчитаны. На самом деле ресурсы газа у нас колоссальные. Тут ни газогидраты, ни сланцы не учтены. Ресурсы фантастические, но для того, чтобы они стали **запасами**, их должны геологи **изучить, исследовать, пройти через соответствующие методике процедуры**, о которых я тоже скажу, **и поставить на государственный баланс**. Это у нас такое правило, и другого быть не может.

Чтобы вы ориентировались, на Рисунке 2.3.3 отражены ресурсы по нашим федеральным округам. Это наша большая основа. Я хочу обратить ваше внимание на то, что у нас сейчас действует новая классификация **запасов** углеводородного сырья – см. Рисунок 2.3.4. Естественно, природный газ здесь тоже учтен, это сложное направление, неслучайно у нас есть Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых, которую сегодня возглавляет Игорь Шпуров. Это делается для того, чтобы убыстрить лицензионный оборот, чтобы недропользователи лучше работали с месторождениями, чтобы активнее был рынок. До сих пор у нас в

России были некоторые расхождения в геологической оценке ресурсов от подхода принято за рубежом.

Рисунок 2.3.3. Ресурсная база природного газа РФ

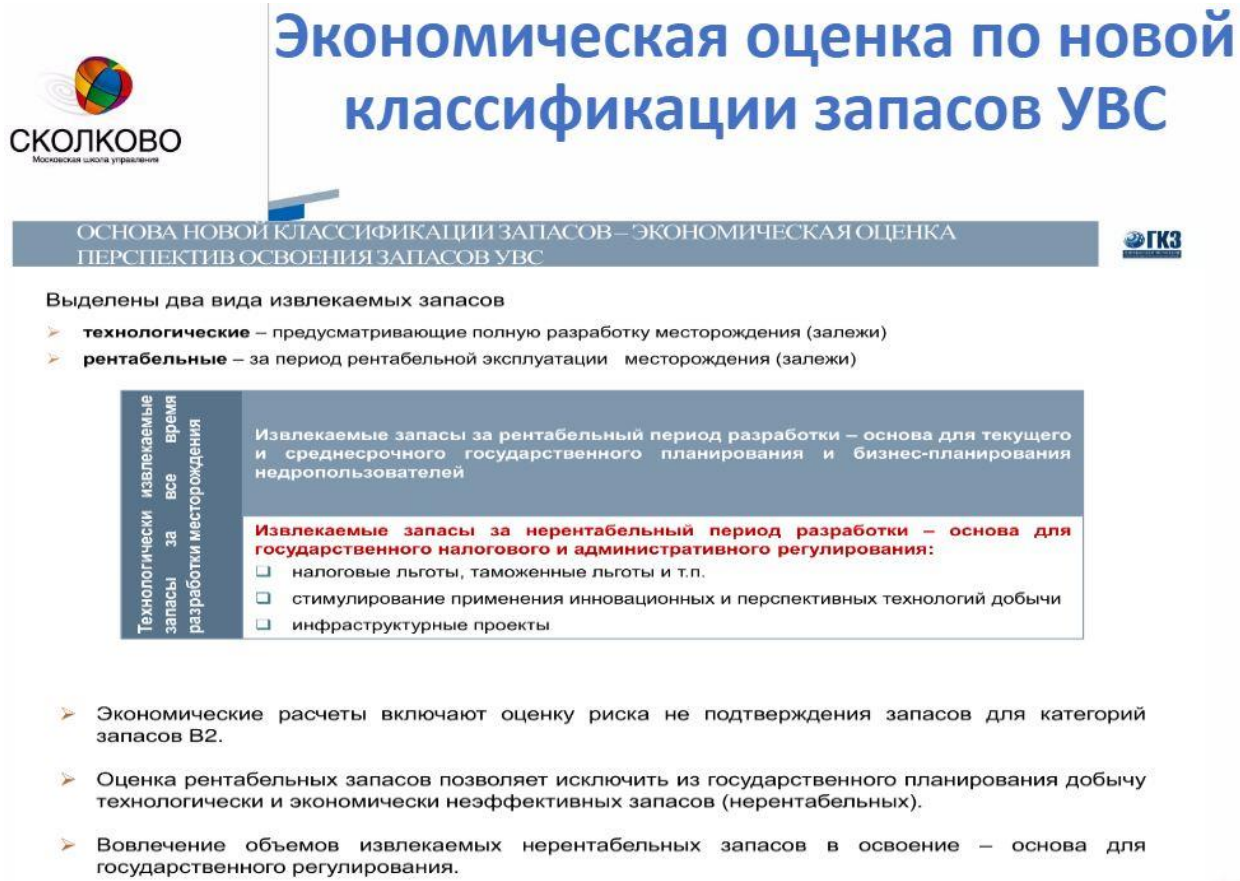
Для того, чтобы эта система была оптимизирована, мы проводим гармонизацию с европейскими стандартами, в частности с требованиями ООН, Европейской экономической комиссии. Она тоже имеет некоторые изъяны и проблемы. Если вы увидите, здесь фигурируют параметры, которые вводят понятие «администрируемый экономический фактор». Часто из геологических вопросов мы переходим к экономике. Чтобы вам было понятно, **есть технологически извлекаемые запасы** и **рентабельные**, за периоды рентабельной эксплуатации месторождения – см. Рисунок 2.3.5. Это крайне важно, потому что эти экономические расчеты у нас уже учитывают и риски, и наличие ресурсов, и средств, и производительных сил для того, чтобы их добыть. Ни в одной отрасли такого Вы не увидите. Если у вас есть ресурсы и они стали запасами, вы, мягко говоря, будете жить и будете богатыми.

Я не буду вам подробно рассказывать, как добывают газ. Есть много литературы, все это описано. Вам наверняка важно понимать, как прогнозируется добыча газа в РФ. И хотя я по-прежнему некоторые знания и информацию не могу открывать, из-за режима информационной безопасности, ведь я долго занимался серьезными вещами. Я беру немножко устаревшие данные, но они не сильно изменились. То, что я вам показываю, для полного вашего понимания, как происходит планирование добычи газа в России.

Рисунок 2.3.4. Основные принципы новой классификации запасов УВС

Основа новой классификации запасов – экономическая оценка перспектив освоения запасов УВС, выполненная с различной степенью детализации в соответствии со стадией изученности месторождений.

Рисунок 2.3.5. Экономическая оценка по новой классификации запасов УВС



В данном случае, как вы видите на Рисунке 2.3.6, существуют разные прогнозы, есть варианты сколько добывать: больше и меньше. В зависимости от того, какие планы утверждаются, они увязываются с генеральными схемами развития регионов. Это тоже отдельное серьезное направление исследований и анализа, сложное. Оно у нас реализовано, но тоже есть, что совершенствовать. И, соответственно, с определенной коррекцией на рынке, могут вводиться коэффициенты на добычу и вы, в результате, можете ориентироваться, что у вас будет по годам.

Рисунок 2.3.6. Прогнозируемые темпы роста добычи газа в России

Должен обратить ваше внимание на то, что месторождение без проекта разработки осваивать невозможно. Нельзя. Потому что, когда вы приобретаете лицензию, вы становитесь хозяином этого месторождения и тех ресурсов, которые вы добываете, но с массой обязательств. Во-первых, вы за это платите деньги, во-вторых, вы подписываетесь на определенные условия. И, как правило, там написано, что и в какие годы вы должны будете выполнить, в частности: геологоразведку провести, подготовку инфраструктуры, разработки, много чего еще. Этот документ для вас является обязательным. К сожалению, практика выполнения наших законов в этом деле тоже отстает. Поэтому, условно говоря, из 250 недропользователей, которых можно отнести к небольшим, независимым (они тоже этим гордятся, стараются эту классификацию развивать, мы в этом участвуем), не все выполняют то, что полагается. Сейчас их начинают за это сильно гонять, ругать, и штрафовать.

Но, когда вы занимаетесь разработкой месторождений природного газа и нефтяных месторождений, вы должны руководствоваться проектом на разработку, введенному по новому стандарту. Он, кстати, ВНИИГАЗом был разработан и введен в 2013 году, до этого это был норматив отраслевой, сейчас это национальный стандарт. Таким образом, вы должны эти требования выполнять – см. Рисунок 2.3.7.

Рисунок 2.3.7. Национальный стандарт ГОСТ Р-55414-2013

На Рисунке 2.3.8 наглядно показана область действия национального стандарта. Это очень важно, потому что в широком смысле вам нужно из пласта, из забоя, из добывающей скважины эту разработку провести. Но газовая отрасль, работая именно с природным газом, отличается тем, что **без подготовки газа, без сборного пункта, без сепарации** вы не сможете ничего сделать.

Вы будете сидеть на этой замечательной скважине, а продукцию никуда реализовать не сможете. Когда вы разрабатываете нефть, вы можете месторождение законсервировать и даже временно притормозить, нефть вы можете в емкости слить или еще куда-то, в зависимости от объема и размера этого месторождения. А вот с газом вы так сделать не сможете.

Рисунок 2.3.8. Область национального стандарта

Во-первых, крайне редко бывает чистый газ. Почему все переживают за то, что у нас гиганты месторождений заканчиваются? В частности, Сеноманский газ, знаменитый Уренгой – гиганты. Потому что там чистый и хороший газ. Метан в основном. И его без большой подготовки можно было долгие годы транспортировать, что мы и делали. Это было не очень дорого, уже и амортизация произошла и так далее.

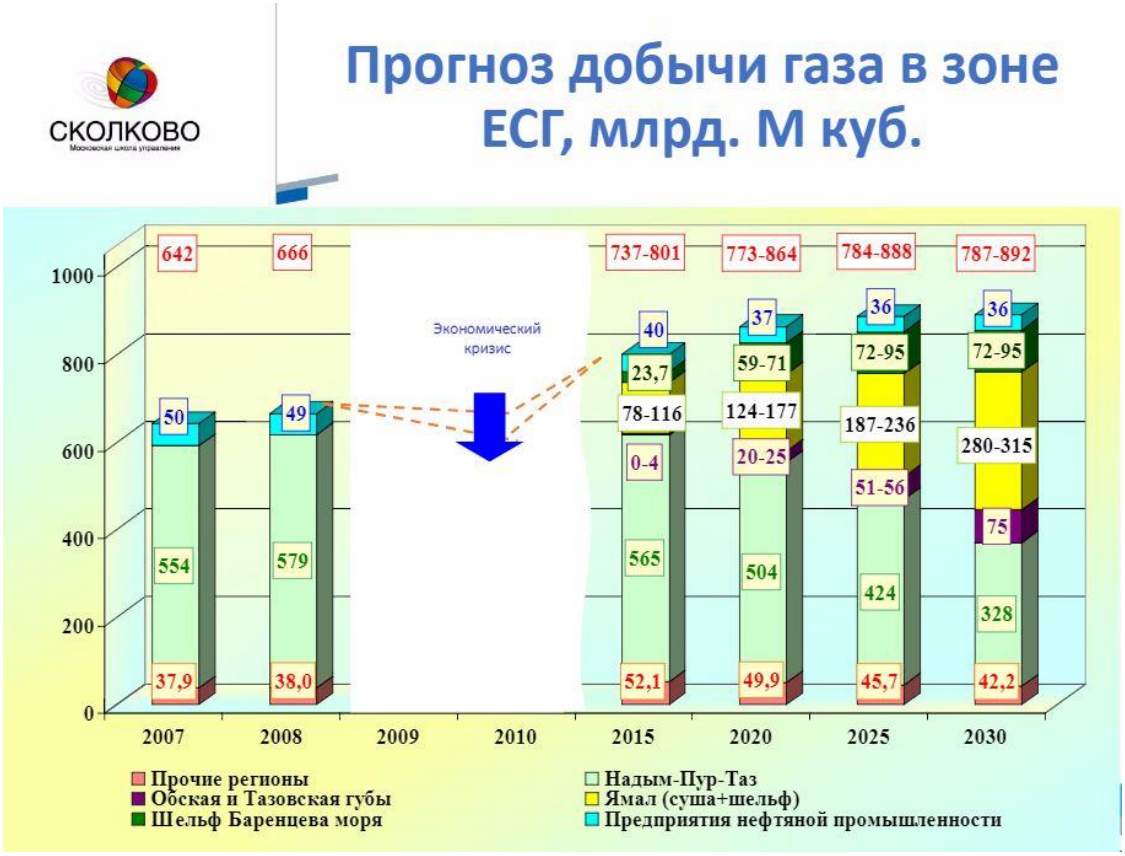
Вы будете сидеть на этой замечательной скважине, а продукцию никуда реализовать не сможете. Когда вы разрабатываете нефть, вы можете месторождение законсервировать и даже временно притормозить, нефть вы можете в емкости слить или еще куда-то, в зависимости от объема и размера этого месторождения. А вот с газом вы так сделать не сможете.

Во-первых, крайне редко бывает чистый газ. Почему все переживают за то, что у нас гиганты месторождений заканчиваются? В частности, Сеноманский газ, знаменитый Уренгой – гиганты. Потому что там чистый и хороший газ. Метан в основном. И его без большой подготовки можно было долгие годы транспортировать, что мы и делали. Это было не очень дорого, уже и амортизация произошла и так далее.

Сейчас я вам покажу, как сильно меняется структура запасов сейчас. Когда начинают говорить о том, что парадигма меняется, на самом деле это большой принципиальный вопрос для того, чтобы из пласта добыть газ, который можно потом дальше транспортировать и употреблять, его надо подготовить. И вот эта

дискуссия, которую вы все слышите – «Газпром» не принимает кого-то в свою газотранспортную систему. Как всегда, правда – посередине. И «Газпром» прав, и те, кто претендует на эти права. Истина состоит в том, что кроме вероятных рыночных принципов и каких-то интересов, о которых, в основном, журналисты говорят, глубоко не вдаваясь в суть дела, есть еще принципиальные вещи: **вы не можете подать в систему**, **которая работает по определенному ГОСТу** и стандарту на состав конкретного природного газа, **газ, который стандарту не соответствует**. Вы все испортите и, мягко говоря, у вас всё остановится технологически, и дальнейшая транспортировка будет невозможна. Поэтому и спорят, что независимые компании сегодня не несут нагрузки и решения тех проблем, которые несет тот же «Газпром», как оператор ЕСГ. Это второй вопрос, хотят ли они, будут ли они в этом участвовать. Это отдельные истории, это надо изучать, думать о способах кооперации и т. д. Я хочу вам показать интересную особенность планирования. Вот таким образом выглядит прогноз добычи газа в зоне ЕСГ. – см. Рисунок 2.3.9.

Рисунок 2.3.9. Прогноз добычи газа в зоне ЕСГ

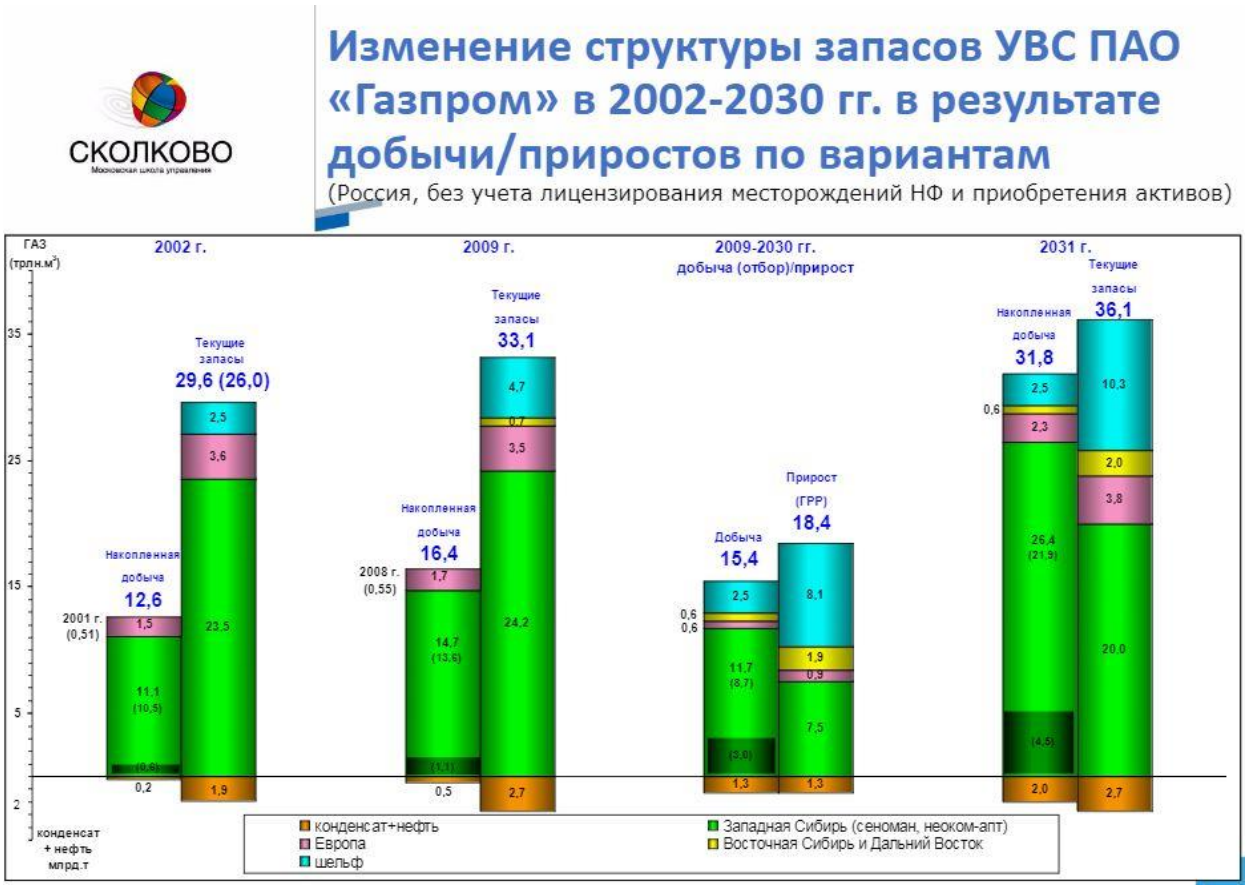


Очень важно, где расположено месторождение. Вопрос принципиальный, если это в зоне ЕСГ, и месторождение может быть легко подключено к ГТС, это одна история, одни расходы и себестоимость. Если это новые месторождения и расположены в местах неосвоенных, есть отдельный прогноз – не в зоне ЕСГ. Там другая ситуация, другие проблемы, которые нужно решать. Чтобы вам было понятно, когда газпромовцы выступают, улыбаются и говорят: «Не нервничайте, мы там все знаем», – на самом деле те модели и методы, которые они используют, в том числе разработаны учеными, ВНИИГАЗом – я этим тоже занимался – позволяют даже экономический кризис предусмотреть.

Условно говоря, мы разделяем рыночную эксплуатацию газотранспортной системы и технологическую. Я рассказываю о технологической, о том, как это может работать, какие проблемы есть, и от рынков это, в данном случае, не зависит. Я хочу сказать, что даже если у вас ресурсов и денег не будет хватать на все 100% плановых работ, у нас методология оценки рисков и знания газотранспортной системы позволяет с минимальными вложениями все-таки обеспечить ее работоспособность.

Насколько это оптимально – это другая история. Просто, чтобы вы понимали, задаются уровни добычи и смотрят, что может происходить. Даже если сейчас с рублем что-то будет происходить, то знающие люди, которые экономические модели считают, будут смотреть, что будет происходить в годы 2015, 2017, 2020 и так далее. Можно управлять ситуацией.

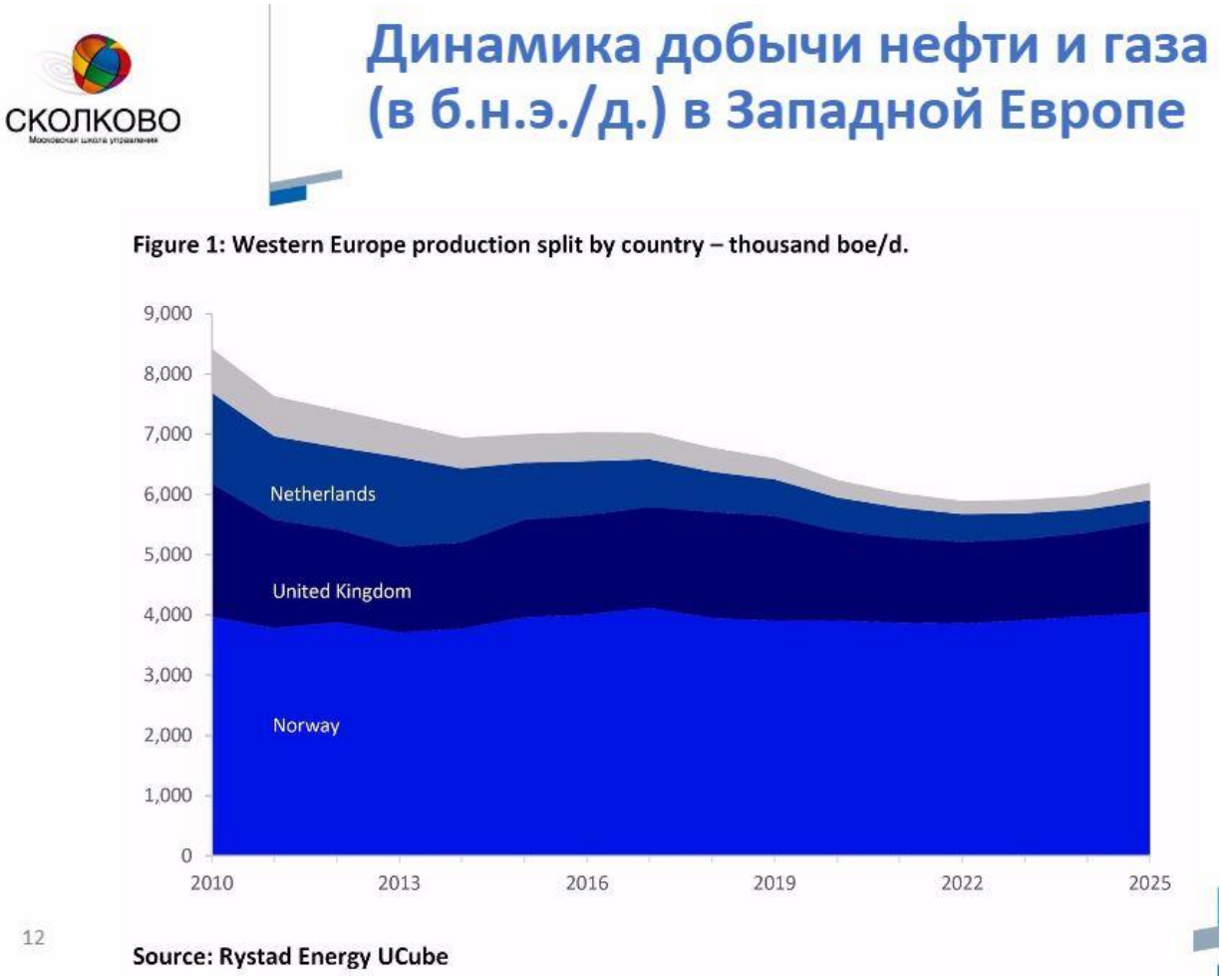
Рисунок 2.3.10. Изменение структуры запасов УВС ПАО «Газпром» (варианты)



Посмотрите на Рисунок 2.3.10. Вот на что я хотел обязательно обратить ваше внимание. Структура запасов углеводородного сырья (УВС), в основном природного газа, плюс есть еще такое понятие, как газовые конденсаты, я вам говорил, что зачастую мы добываем жидкий нечистый газ. Это не тот газ, который можно подать потребителю, его подготовить нужно. Так вот здесь четко видно, Европа, шельф, Западная Сибирь – Сеноман, Восточная Сибирь и Дальний Восток. Если видите, уже в эти годы структура запаса становится сложнее, грубо говоря, становится дороже. И технологически сложнее, и с точки зрения экономики. Эти вещи нужно учитывать, прогнозировать и пунктуально стараться выполнять.

Я хочу вам показать, что в Западной Европе планирование немного по-другому устроено. Это связано с тем, что не так много месторождений и достаточных ресурсов. Они показаны на Рисунке 2.3.11. Если говорить про Западную Европу, это Норвегия – они были у нас конкурентами довольно долго и сейчас продолжают быть, хотя мы всю жизнь дружим и стараемся найти общий язык. И Штокман пытались вместе разработать, и границы у нас общие, и Баренц. И проект Баренц-2020 с ними делали. В общем, с ними можно работать, но все равно они нам конкуренты на рынке. Об этом, я надеюсь, вам расскажут и объяснят почему.

Рисунок 2.3.11. Динамика добычи нефти и газа в Западной Европе



Великобритания, Норвегия и Голландия: свежая информация показывает, что падение добычи в силу причин, которые здесь указаны, начинает потихоньку компенсироваться, но недостаточными объемами, у них нет гигантских месторождений. Опять же сейсмическая активность в Голландии, в Гронингене. Нам вот Бог послал эти гигантские месторождения, которые, к сожалению, все-таки заканчиваются. Но таких сложностей и расстояний, которые имеем мы, наша газотранспортная система, наша газовая промышленность, никто больше не имеет.

На Рисунке 2.3.12 находится дополнительная информация о добыче газа в Западной Европе – для самых любознательных.

На Рисунке 2.3.13 я хотел показать, что очень важна функциональная схема газового комплекса, потому что не от хорошей жизни мы этим занимались. Конечно, самый идеальный вариант, экономичный, самый рентабельный, это потреблять то топливо, которое находится в районе вашего проживания или потребления. Это самый лучший вариант.

Рисунок 2.3.12. Добыча газа в Западной Европе

Рисунок 2.3.13. Функциональная схема газового комплекса России

Рисунок 2.3.14. Единая система газоснабжения

Когда кто-то просит вас обозначить принципиальную разницу между американской газовой промышленностью и российской – я вам рассказывал – всю жизнь мы конкурируем с Северной Америкой по объемам производства газа и нефти. У нас, допустим, 40 заводов переработки, а у них 500. У них они расположены на побережье, там, где возможна отгрузка на экспорт. Кстати, в Китае по такому же пути идут. А нам пришлось **исторически это все проложить**, закопать в землю, и я вам покажу, как это выглядит, потому что я не уверен, что большая часть из вас это реально видела, что вы это представляете. Так вот, это все уже было сделано и разговор о том, что частично это амортизировано, бесплатно – пустой. Бесплатно это не бывает, потому что **любая технологическая система требует поддержания** функционирования на достаточном уровне. Даже если средств не хватает, все равно минимум должен быть, без этого она не будет работать. Сегодня, скорее всего, настало время оптимизации тех потоков, тех магистральных систем, которые созданы.

Рисунок 2.3.15. Особенности трубопроводного транспорта газа на Севере, в Сибири и на Камчатке

Посмотрите на Рисунок 2.3.14 – Единая система газоснабжения. Вот, посмотрите, 268, на самом деле сейчас уже больше компрессорных станций, 155 тыс. км магистрального газопровода. На мой взгляд, как человека, который половину срока существования российской газовой промышленности в ней проработал и встал на ноги как специалист, магистральных направлений уже более чем достаточно. Труб больших диаметров много, вполне достаточно для того, чтобы транспортировать. А вот распределительных, переработки, использования на месте, с этим большая проблема. Думаю, что вам покажу, что в этом направлении есть большие перспективы. Я попытался на одном кадре показать, как это все выглядит – см. Рисунок 2.3.15. Это все моя съемка. Мне повезло в жизни, я практически все месторождения облетал и на шельфе тоже, и за рубежом. Кроме Анголы, я, по-моему, везде был. Вот как выглядят эти 6–7 ниток, в основном 6, иногда 9 были, которые, допустим, с Ямала идут.

Это все плавает, где оно тут в земле? Какая земля? Тут пригрузы, это всё очень сложно. А вот здесь выход – дюкеры надо ставить, зачастую газопровод – это сотни переходов через воду, через водные преграды. Это все плавает, все время меняется. Сейчас еще и экологические стандарты повышаются. А вот это – Камчатка. Когда мы в первый раз здесь летели, не понимали, как трубу тут положить. Но вот сейчас она идет так потихонечку, местами вдоль гор. Это и есть эта программа, она реализована и сегодня работает. Естественно, на месте приходится работать, проверять. Как бы у нас ни работало моделирование, как бы нам ученые хорошо ни рассказывали, все равно надо самим приехать и посмотреть.

Вот еще одна принципиальная вещь. Это трубопроводы – диаметр 1200. Это большое достижение, когда «Газпром» говорит о импортозамещении. У нас оно произошло в 2000-е годы, начались первые эмбарго и санкции. Газовая промышленность перешла на производство большей части техники самостоятельно. И турбины газовые вместе с тем, что в авиации используется. Это тоже достижение «Газпрома». Это те трубы, которые были созданы для Бованенково. 6 поставщиков из них 3 было российских, 3 зарубежных. Основная проблема была том, после испытаний, исследований все разрывается. Дело в том, что на Ямале это – 60 °С, т. е. надо создать условия для работы при – 60 °С. Пусть это даже бывает раз в 20 лет, но это бывает. Я вот докладывал, говорят: «Да ладно, это обойдется…». Я говорю: «Это убыток ежедневно 8 млн. $ и плановый ремонт 2,5 недели». Быстро посчитали, сказали: «Давайте будем делать, нормально». На сегодняшний день мы трубы сами производим, российские. Ничего нет зарубежного.

Девочки из Уфы недавно спрашивали: «Есть ли у нас в Уфе перспектива?» Я хочу показать фото одного человека, он, к сожалению, умер недавно. Посмотрите на Рисунок 2.3.16. Это Галиуллин Загидулла Талипович, основатель этой системы энергоснабжения, человек из далекой башкирской деревни, который, чтобы получить образование, каждый день 20 км ходил в школу. Благодаря его математическому уму была создана система,

которой мы сегодня все пользуемся. Такой же есть отец-основатель подземного хранения газа, тоже, к сожалению, умер.

Рисунок 2.3.16. Трубопроводная система ЕСГ

Хочу вам немного рассказать о диспетчерском управлении газотранспортной системы. Сложнейшие задачи: тут и математика, и вычислительная техника, и дистанционное управление, и все прочее. Когда экономисты говорят о том, что только одну задачу решают – модель по токовому балансу, я напоминаю, что есть задачи не менее сложные, которые тоже надо решать. Но они на разных уровнях. Как правило, все экономические и рыночные модели связанны со всей ЕСГ управления потоками газа и потоками балансовой модели – см. Рисунок 2.3.17.

А дальше, на том же Рисунке 2.3.17, ниже под ЕСГ, стоит система управления режимами транспорта, для которой нужны гидравлические расчеты. На самом нижнем, управленческом, уровне – компрессорные станции, подземное хранение газа, газоперерабатывающие заводы и всё до уровня запорной аппаратуры.

Рисунок 2.3.17. Задачи и методы диспетчерского управления ГТС

Я могу сказать, что одно время по телевизору это показывали: когда президент или министр какой-нибудь страны долго торговался и говорил о том, что он с Россией то будет дружить, то не будет, его заводили в центральное диспетчерское управление «Газпрома» на улице Намёткина. И когда человеку показывали, что отсюда, за несколько тысяч километров, можно открыть или закрыть задвижку, это вызывало шок, и дружба переходила уже в практическую плоскость.

Все нужно было реализовывать, это должно было работать, и это сделано, это существует. Кто-то говорил: «А как зарубежные компании?» Вообще, это задача для «Газпрома», для сети, небольшая. Сложные вещи – это для людей, которые автоматизацию хорошо понимают. И когда мне говорят: «Цифровизация», – отвечаю: «Давайте возьмем схемку одну и на системном уровне пообщаемся».

Диспетчерское управление потоковым газом на уровне центрального производства диспетчерского управления показано на Рисунке 2.3.19. Умнейшие, серьезные, интересные задачи, и, в моем понимании, это направление будет развиваться. Кто-то спрашивал, есть ли будущее у трубопроводных систем. Их создали, их надо эксплуатировать и долго содержать, потом, видимо, выводить из эксплуатации или еще что-то с ними делать. Это же кто-то должен делать, естественно автоматизации будет больше, персонала будет меньше. Это все должно контролироваться. Естественно, это может хорошо повлиять на снижение себестоимости.

Рисунок 2.3.18. Основные характеристики оперативно-диспетчерского управления ГТС ЕСГ

Рисунок 2.3.19. Диспетчерское управление потоками газа на уровне ЦПДД

Очень важная вещь – фактические балансы газа – см. Рисунок 2.3.20. Я хочу, чтобы у вас в сознании осталось следующее: люди, которые занимаются оперированием всей газотранспортной системы, обязаны суточно и месячно, и год, и план, и факт – все это соблюдать. Когда кто-то из руководства «Газпрома», отвечающий за производство, говорит о том, сколько газа и где будет, он совершенно точно это знает, и погрешность минимальная. Приписать что-то практически невозможно. Можно немножко приукрасить, по-другому доложить, но приписать – нет.

Что очень важно в управлении режима транспорта газа? Скажу сразу: чтобы обеспечить транспорт газа с добычных мощностей, нам одной ГТС недостаточно. Поэтому и были созданы ПХГ, и они решают задачи пиковых нагрузок, в том числе и суточных, и сезонных и т. д. Это отдельная интересная тема, я как раз недавно получил подтверждение об очередном избрании профессором кафедры «Газовых технологий и подземных хранилищ газа» НИУ нефти и газа имени Губкина. У нас единственная в Европе кафедра, где мы ежегодно готовим 10 магистров по подземному хранению газа.

Рисунок 2.3.20. Формирование плановых и оперативных балансов газа

Сама ГТС позволяет осуществлять определенные маневры – см. Рисунок 2.3.21. А на Рисунке 2.3.22 показано развитие системы подземного хранения газа, которая недавно получила новые мощности, которыми «Газпром» и его партнеры могут оперировать, потому что сегодня ПХГ есть и в Европе, и не только там. В какой-то период наши предложения не так бурно

развивались в силу некоторых конъюнктурных соображений, но сегодня развитие ПХГ в России будет продолжаться, я уверен.

Одна из проблем, почему это происходит: у нас исторически существует ГТС Украины, она существенна для нас. Они и потребления 60 млрд. давали, но там была и часть ПХГ. Кое-какие из них даже одними из первых были. Сегодня нужно это не просто компенсировать, но и создать параллельные мощности.

Рисунок 2.3.21. Управление режимами транспорта газа

Хочу сказать о том, что совершенно явны наши перспективы, но на сегодняшний день это – газопереработка и газохимия. Вы должны понимать, у нас есть природный газ, есть еще и попутный нефтяной газ. По-хорошему я должен был за 40 минут рассказать вам о том, что делать с попутным нефтяным газом, но это отдельная история. Я только системно вам могу показать, что есть проблемы. Еще есть стабильный конденсат. Это все надо на месторождении не только подготовить, но и потом с этим что-то делать на длительном пути до потребителя, до переработчиков. Есть такие программы, но я не могу детали рассказывать, потому что, при всей нашей рыночности и либерализации, многие вещи пока закрыты. Это вопрос государственного уровня. Вот действующие перспективные объекты, так скажем, генеральная схема в какой-то степени стала доступна, публична. Не знаю, почему она открылась, кто-то открыл. Я вам тут секретов больших не рассказываю. Эта информация практически известная и уже в газетах публикуется. Может быть не так системно, как я вам показываю.

Рисунок 2.3.22. Развитие системы ПХГ в России

Поэтому многие заводы, многие предприятия это обеспечивают. Но этого недостаточно, потому что, если мы все-таки делаем курс на то, что избыток газа, который у нас образовался из-за рыночных проблем, снижения спроса и всего, о чем вам рассказывали, его надо пустить на внутреннюю переработку. Но для этого есть стратегия развития газа и конденсата переработки. Конденсат – это тоже хороший, качественный, рыночный продукт. С ним тоже много что можно делать.

Рисунок 2.3.23. Основные направления газопереработки и газохимии

Рисунок 2.3.24. Газо- и конденсатопереработка

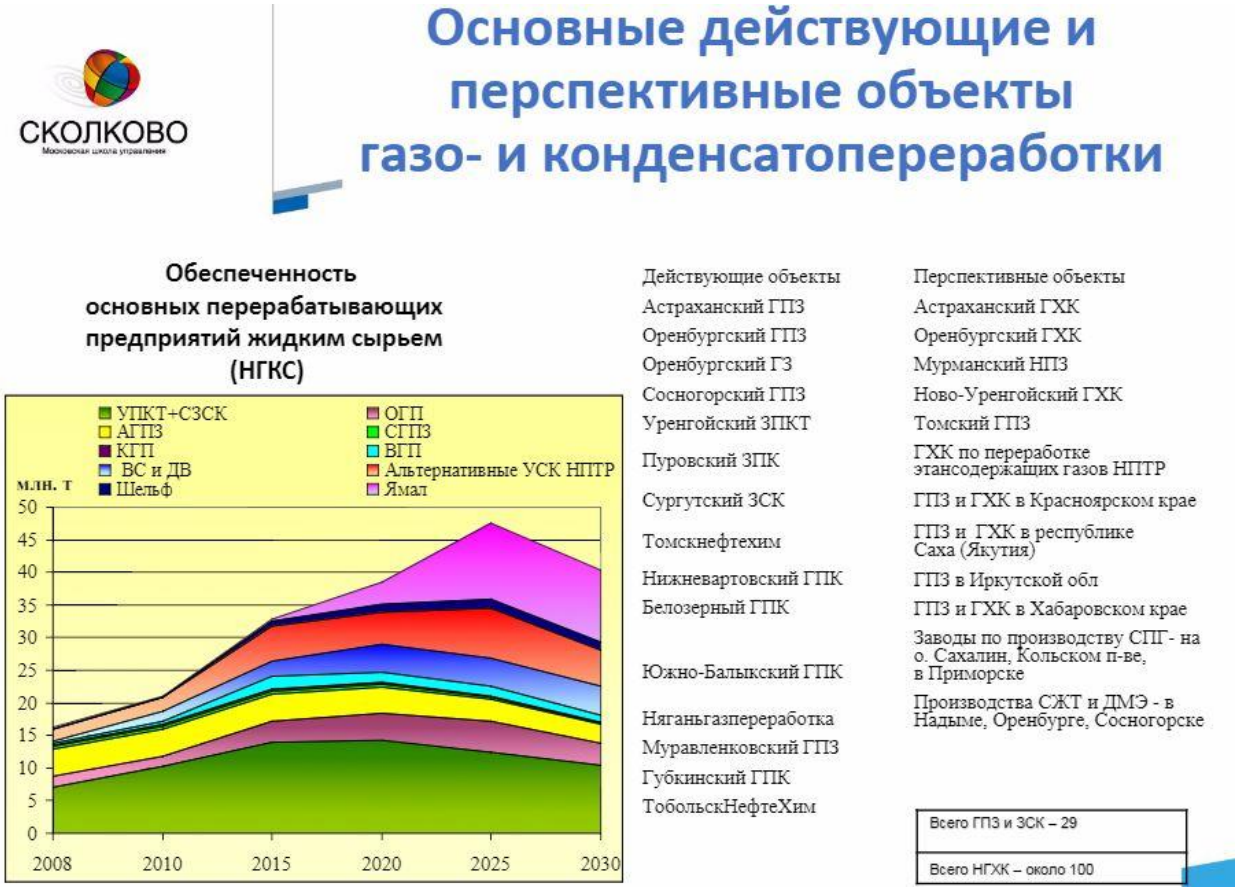


Рисунок 2.3.25. Газо- и конденсатопереработка. Стратегия развития

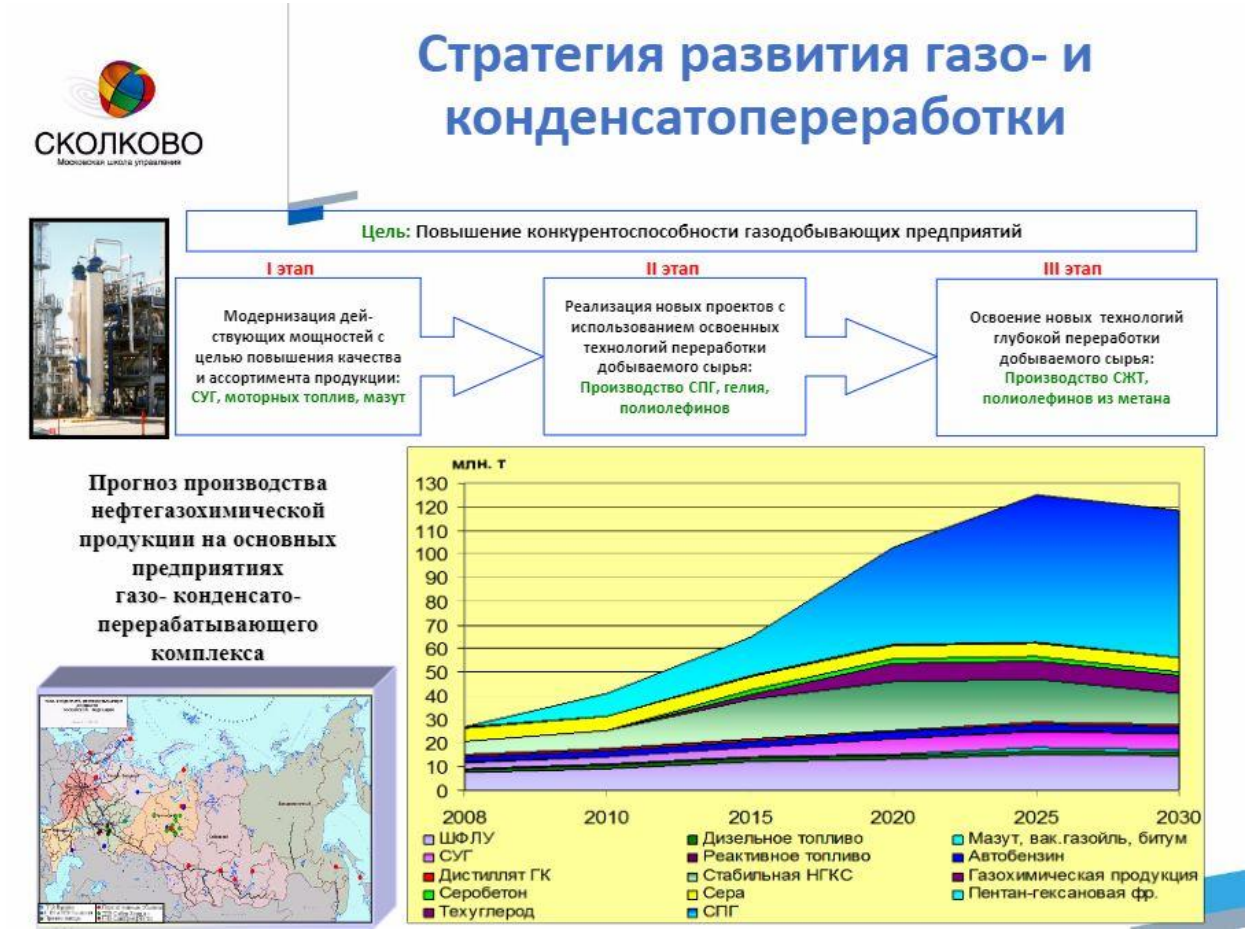


Рисунок 2.3.26. Сырьевая база гелиевой промышленности

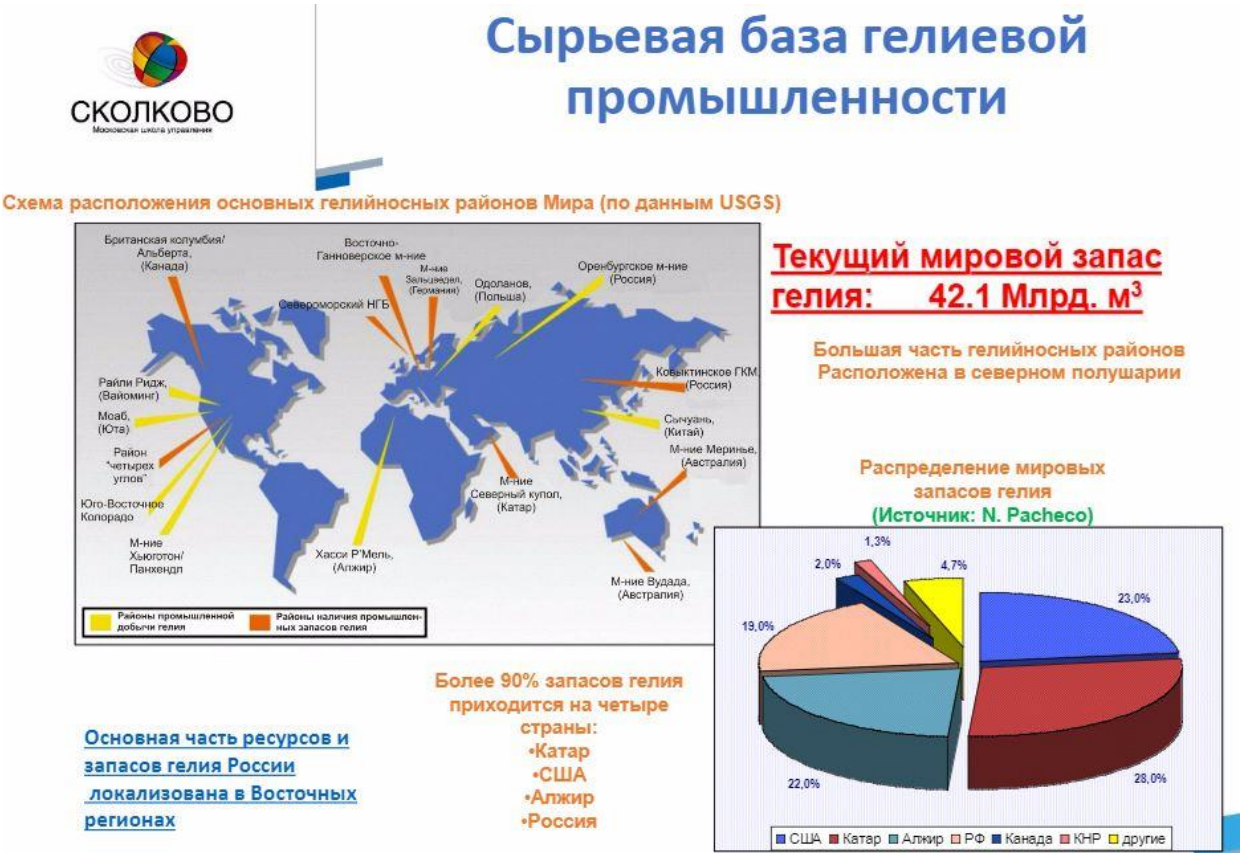


Рисунок 2.3.27. Ожидаемая «ниша» гелия

Я почти уверен, что все слышали и знали о том, что гелиевую промышленность должны создавать, потому что у нас Восточная Сибирь – это гелий, это много гелия. Мало того, посмотрите на Рисунок 2.3.26, текущий мировой запас сильно не поменялся. В районе 42 млрд. кубических метров, но фокус в том, что не так много стран им обладают. Фактически – это Катар, США, Алжир и Россия. Гелий — это крайне важный стратегический ресурс, который в дальнейшем, особенно, если мы космос хотим осваивать, новые компьютерные технологии, МРТ и много чего на этом базируется.

Не знаю, будет ли это развиваться в рамках «Газпрома» или в какой-то другой организационной структуре, но то, что научные умы, предприниматели, государство мучаются этим вопросом – это совершенно однозначно. Я как технолог, как человек, который этим занимался, могу сказать, что мы многие вопросы сегодня можем решать, кроме логистических и сепарации – разделения. Попытка сделать это с помощью мембранных технологий или низкомолекулярных сит, попросту говоря, в таких масштабах еще полностью задачу не решает. Но у нас есть сырьевая база.

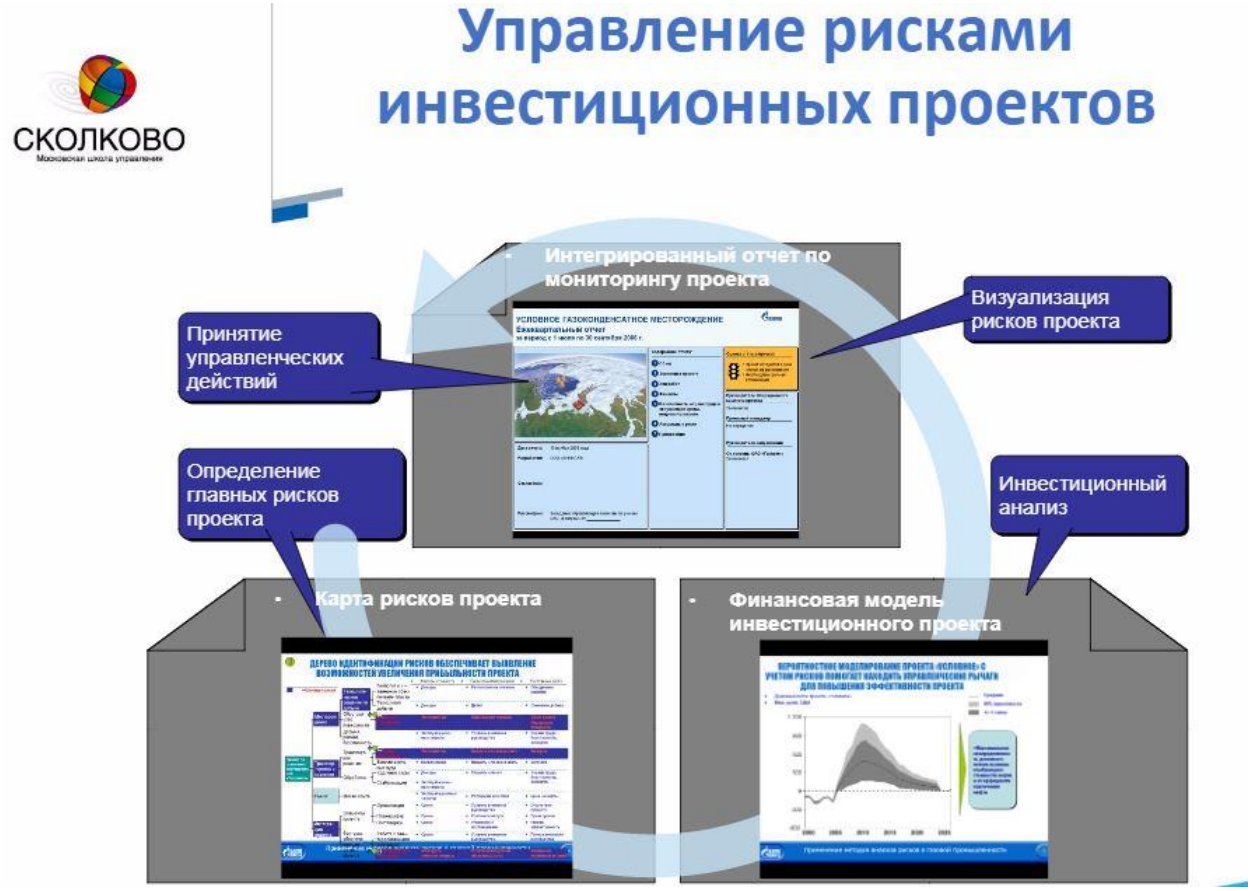
Рисунок 2.3.28. Конфигурация гелиевой промышленности в ВС и ДВ

Рисунок 2.3.29. Варианты производства, транспорта и хранения

Я думаю, что американские санкции на это повлияют, потому что попытки масштабно это предпринять в Восточной Сибири сегодня не дают такой эффект, так как они на западных технологиях базировались. Хотя есть ряд наших работ, я даже ментором был и продолжаю помогать. У нас есть работа «Сорбенты Кузбасса» и часть работ в этом направлении тоже ведется, хотя это не тот масштаб. Но, тем не менее, смотрите, какое огромное применение: это новые рынки, новые сферы, новые возможности. Когда здесь на картинке показано какое-то хранение или хранилище, или методы, это же все промышленность, рабочие места. Поэтому чем больше промышленности на базе газовых ресурсов будет создано, тем лучше.

Рисунок 2.3.30. Основные показатели производственной деятельности ПАО «Газпром»

Рисунок 2.3.31. Управление рисками инвестиционных проектов



Еще хотелось бы затронуть тему «Управление рисками инвестиционных проектов». Нет больше по ёмкости инвестиций аналогичной промышленности в стране, чем нефтяная. Может быть, поэтому о газовой промышленности практически никто не говорит. Почему? Потому что без нефти протянем, наверное – машины у дома будут стоять. А вот если тепла дома не будет или электричества, которое у нас на 70% из газа. Как без этого обойтись? Не знаю. Поэтому все эти риски инвестиционных проектов, как бы их ни ругали, ни спекулировали, какие бы организационные формы оно ни приняло, риски только усугубляются, их становится больше, с ними сложнее управляться.

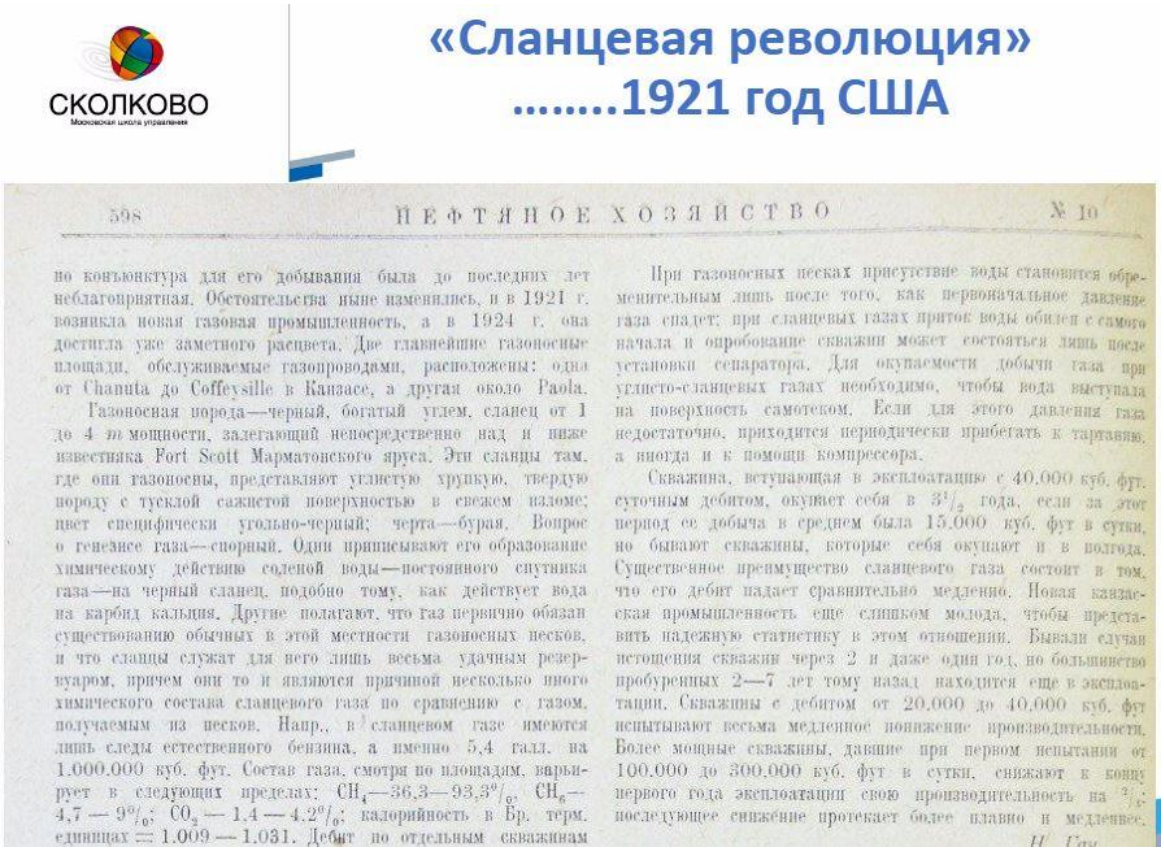
Посмотрите на Рисунок 2.3.32. Я вам еще хотел такую таблицу показать, в пересечении со вчерашней лекцией о других странах, о других владельцах газовых ресурсов. Вот основной список, для того чтобы можно было говорить о кластерах, о каких-то объединениях и интересных методах развитиях газового рынка. Чтобы вам было понятно, есть геологический, экономический и геополитические риски, и не только. Я бы рекомендовал найти 10 рисков и из них устроить рейтинг. Тогда уже посмотрите, как ими управлять. Вот вам, практически, по каждой стране: есть риски и группы, с ними можно справляться и ими управлять.

Рисунок 2.3.32. Сопоставление страновых рисков освоения газовых ресурсов за рубежом

Страна	Риски		
	геологические	экономические	геополитические
Казахстан	средний	средний	низкий
Азербайджан	повышенный	средний	высокий
Узбекистан	повышенный	повышенный	средний
Туркмения	средний	повышенный	повышенный
Таджикистан	высокий	высокий	средний
Киргизия	высокий	высокий	низкий
Вьетнам	повышенный	средний	низкий
Мьянма	средний	повышенный	повышенный
Индия	повышенный	низкий	низкий
Пакистан	повышенный	средний	средний
Иран	низкий	средний	средний
Египет	средний	низкий	низкий
Ливия	низкий	низкий	низкий
Алжир	низкий	низкий	высокий
Марокко	очень высокий	средний	низкий
Индонезия	повышенный (газ), высокий (нефть)	средний	пониженный
Венесуэла	высокий (газ), средний (нефть)	средний	повышенный
Аргентина	повышенный	низкий	низкий
Бразилия	средний	низкий	низкий
Куба	повышенный	средний	высокий
Колумбия	повышенный	средний	средний

Посмотрите на Рисунок 2.3.33. Сланцевая революция, 1921 год. Любой человек из отрасли или ученый всегда удивляется, когда вдруг газеты кричат: «революция, сланцы…» 21-й год! Фейк это был или на самом деле, никто не знает. Чтобы вам было понятно, когда тот же ВНИИГАЗ создавался, в том числе, в группировке с гелиевой лабораторией, и много какие лаборатории были туда влиты – и даже сланцевая была. Из этого мы создали единый научный центр. А вы – «революция»! Я на этом закончу. ●

Рисунок 2.3.33. «Сланцевая революция»



598 НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО № 10

но конъюнктура для его добывания была до последних лет неблагоприятная. Обстоятельства ныне изменились, и в 1921 г. возникла новая газовая промышленность, а в 1924 г. она достигла уже заметного расцвета. Две главнейшие газоносные площади, обслуживаемые газопроводами, расположены: одна от Chanuta до Coffeysille в Канзасе, а другая около Paola.

Газоносная порода—черный, богатый углем, сланец от 1 до 4 *m* мощности, залегающий непосредственно над и ниже известняка Fort Scott Марматонского яруса. Эти сланцы там, где они газоносны, представляют углистую хрупкую, твердую породу с тусклой сажистой поверхностью в свежем изломе; цвет специфически угольно-черный; черта—бурая. Вопрос о генезисе газа—спорный. Одни приписывают его образование химическому действию соленой воды—постоянного спутника газа—на черный сланец, подобно тому, как действует вода на карбид кальция. Другие полагают, что газ первично обязан существованию обычных в этой местности газоносных песков, и что сланцы служат для него лишь весьма удачным резервуаром, причем они то и являются причиной несколько иного химического состава сланцевого газа по сравнению с газом, получаемым из песков. Напр., в сланцевом газе имеются лишь следы естественного бензина, а именно 5,4 галл. на 1.000.000 куб. фут. Состав газа, смотря по площадям, варьирует в следующих пределах: CH_4—36,3—93,3%, CH_6—4,7—9%; CO_2—1,4—4,2%; калорийность в Бр. терм. единицах = 1.009—1.031. Дебит по отдельным скважинам

При газоносных песках присутствие воды становится обременительным лишь после того, как первоначальное давление газа спадет; при сланцевых газах приток воды обилен с самого начала и опробование скважин может состояться лишь после установки сепаратора. Для окупаемости добычи газа при углисто-сланцевых газах необходимо, чтобы вода выступала на поверхность самотеком. Если для этого давления газа недостаточно, приходится периодически прибегать к тартанию, а иногда и к помощи компрессора.

Скважина, вступающая в эксплоатацию с 40.000 куб. фут. суточным дебитом, окупает себя в $3^1/_2$ года, если за этот период ее добыча в среднем была 15.000 куб. фут в сутки, но бывают скважины, которые себя окупают и в полгода. Существенное преимущество сланцевого газа состоит в том, что его дебит падает сравнительно медленно. Новая канзасская промышленность еще слишком молода, чтобы представить надежную статистику в этом отношении. Бывали случаи истощения скважин через 2 и даже один год, но большинство пробуренных 2—7 лет тому назад находится еще в эксплоатации. Скважины с дебитом от 20.000 до 40.000 куб. фут испытывают весьма медленное понижение производительности. Более мощные скважины, давшие при первом испытании от 100.000 до 300.000 куб. фут в сутки, снижают к концу первого года эксплоатации свою производительность на $^2/_3$; последующее снижение протекает более плавно и медленнее.

Рисунок 2.3.34. Напутствие

Мировые рынки газа

Виталий Викторович Ермаков,
Заведующий Центром изучения энергетической политики
Института энергетики НИУ ВШЭ

За час рассказать обо всем, что происходит на мировых газовых рынках невозможно. Но мы попытаемся поговорить о некоторых вещах, которые могут быть для вас важны. Когда вы начнете работать в нефтегазовых компаниях или в исследовательских учреждениях, именно вы будете заниматься проблемами, о которых мы попытаемся сегодня порассуждать – в частности, газовыми рынками. Надеюсь, какие-то рекомендации о том, на что стоит обратить внимание, окажутся вам полезными.

Рисунок 2.4.1. Вавилонская башня

На Рисунке 2.4.1 вы видите картину Питера Брейгеля Старшего. На ней изображено, пожалуй, самое знаменитое незавершенное строительство в истории. Как вы помните, причиной неудачи стало смешение языков и возникшая вследствие этого неразбериха и непонимание между строителями.

История Вавилонской башни содержит параллели с историей попыток создания единого мирового газового рынка. Здесь также одной из серьезных проблем является «смешение языков» – это различные меры измерения, различные стандарты и разница в терминологии. Когда говорят о газе, используют как единицы объема, так и единицы энергии, и вы, если будете этим заниматься, столкнетесь с тем, что существуют различные стандарты выражения этих единиц. Если вы посмотрите на

статистику добычи газа в США, то там основная единица измерения объема — это кубические футы. В России мы используем кубические метры. В Европе также используют кубические метры, но вот вам вопрос: это те же самые кубические метры? Оказывается, нет. Например, вы возьмете российскую статистику о поставках нашего газа в Германию, и германскую статистику об импорте российского газа за один и тот же год. Эти цифры будут отличаться. Почему? Разница в термобарических условиях при измерении объема газа в российском стандарте и в европейском стандарте приводит к тому, что это не одни и те же кубометры, и для корректного сравнения статистику необходимо конвертировать, привести к одному стандарту, выразить единицы или в российских кубометрах, или в европейских стандартных кубометрах. Если этого не сделать, то можно оказаться в ситуации, когда вы сравниваете яблоки с бананами. Подобные ошибки очень распространены и это то, на что стоит обратить внимание.

Кто-то из вас сталкивался с тем, что бытовой газ, когда вы зажигаете конфорку, бывает не только голубого цвета, но и оранжевого. Для того, чтобы вскипятить чайник на газе с оранжевыми язычками пламени вам потребуется намного больше времени. Это происходит оттого, что чистый метан (голубое пламя) более калорийный, обладает большей теплотворной способностью по сравнению с газом с различными примесями (оранжевое пламя). На эти вещи также стоит обратить большое внимание.

Важно правильно сравнивать объемы газа, выраженные в различных стандартах, но также важно понимать, какова теплотворная способность газа того или иного стандарта. В конце концов, потребителю важен не объем газа сам по себе, а та энергия, которую можно получить при сжигании этого газа.

На Рисунке 2.4.2 и Рисунке 2.4.3 приведены таблицы конвертации. С их помощью можно увидеть, что такое российский газ по сравнению со стандартным европейским и с какими коэффициентами конвертируется. Обратите внимание на высшую и низшую теплотворную способность – для газа разница может быть очень большая из-за того, что в процессе окисления водород связывается с кислородом, и полезное использование энергии меньше. Если вы при конвертации используете неправильный коэффициент, просто за счет того, что и этот факт вы упустили из виду, у вас окажется совершенно иной результат.

До лекции мне задали вопрос про российский газ: с точки зрения термобарических условий российские стандартные измерения производятся при 1-ой атмосфере и 20C°, а европейский газ измеряют также при 1-ой атмосфере, но при 15C°. Европейский стандарт предполагает, что в этом газе будут 9,5 тыс. килокалорий. Этот стандарт очень близок стандарту чистого метана. «Газпром» использует стандарт 8850 килокалорий на 1000 кубических метров. В российской газовой смеси, поступающей в ГТС и идущей к потребителям помимо чистого метана есть незначительные объемы других газов, например, этана и т.д. Но платят европейские потребители за метан. В результате, стандартный кубометр российского газа меньше, чем стандартный кубометр европейского газа.

Рисунок 2.4.2. Таблицы конвертации

Таблицы конвертации

from\to	Sm^3	MMBtu	toe	GJ	therms	cubic feet	tons LNG	cm LNG	MWh	boe	tons coal
Sm^3	1	0.0377	0.0009	0.0398	0.38	35.31	0.0007	0.0016	0.0099	0.0066	0.0014
MMBtu	26.53	1	0.0252	1.0551	10.00	936.83	0.0192	0.0435	0.2931	0.1940	0.0420
toe	1169.59	39.6800	1	41.8680	396.80	41303.70	0.8479	1.9174	11.6300	7.6999	1.6667
GJ	25.14	0.9477	0.0239	1	9.48	887.87	0.0182	0.0412	0.2778	0.1839	0.0398
therms	2.65	0.1000	0.0025	0.1055	1	93.68	0.0019	0.0043	0.0293	0.0194	0.0042
cubic feet	0.028317	0.001067	0.000024	0.001126	0.010674	1	0.000021	0.000046	0.000313	0.000186	0.000040
tons LNG	1379.46	52.0000	1.1794	54.8673	520.00	48715.05	1	2.2614	15.2409	9.0815	1.9657
cm LNG	610.00	22.9946	0.5216	24.2625	229.95	21541.95	0.4422	1	6.7396	4.0159	0.8693
MWh	100.57	3.4119	0.0860	3.6000	34.12	3196.33	0.0656	0.1484	1	0.6621	0.1433
boe	151.90	5.1533	0.1299	5.4375	51.53	5364.21	0.1101	0.2490	1.5104	1	0.2165
tons coal	701.75	23.8080	0.6000	25.1208	238.08	24782.22	0.5087	1.1504	6.9780	4.6199	1

Key:

toe	tons of oil equivalent
Btu	British thermal units
MJ	megajoules
kWh	kilowatt-hours
kcal	kilocalories
kJ	kilojoules
NCV*	net calorific value
GCV*	gross calorific value

*The difference between net and gross calorific value is the latent heat of vaporization of water produced during combustion, i.e. the energy lost in raising water produced in combustion to steam.

To convert Prices 1 (from MMBtu, multiply by conversion factor)

	$/MMBtu -->$/Mcm (Eur.Stand.)	$/MMBtu -->$/Mcm (Rus.Stand.)
IHS standard	37.70	34.52
BP Statistical review	35.70	32.70

To convert Prices 2 (from Mcm, divide by conversion factor)

	$/Mcm (Eur.Stand.) --> $/MMBtu	$/Mcm (Rus.Stand.) --> $/MMBtu
IHS standard	37.70	41.16
BP Statistical review	35.70	38.98

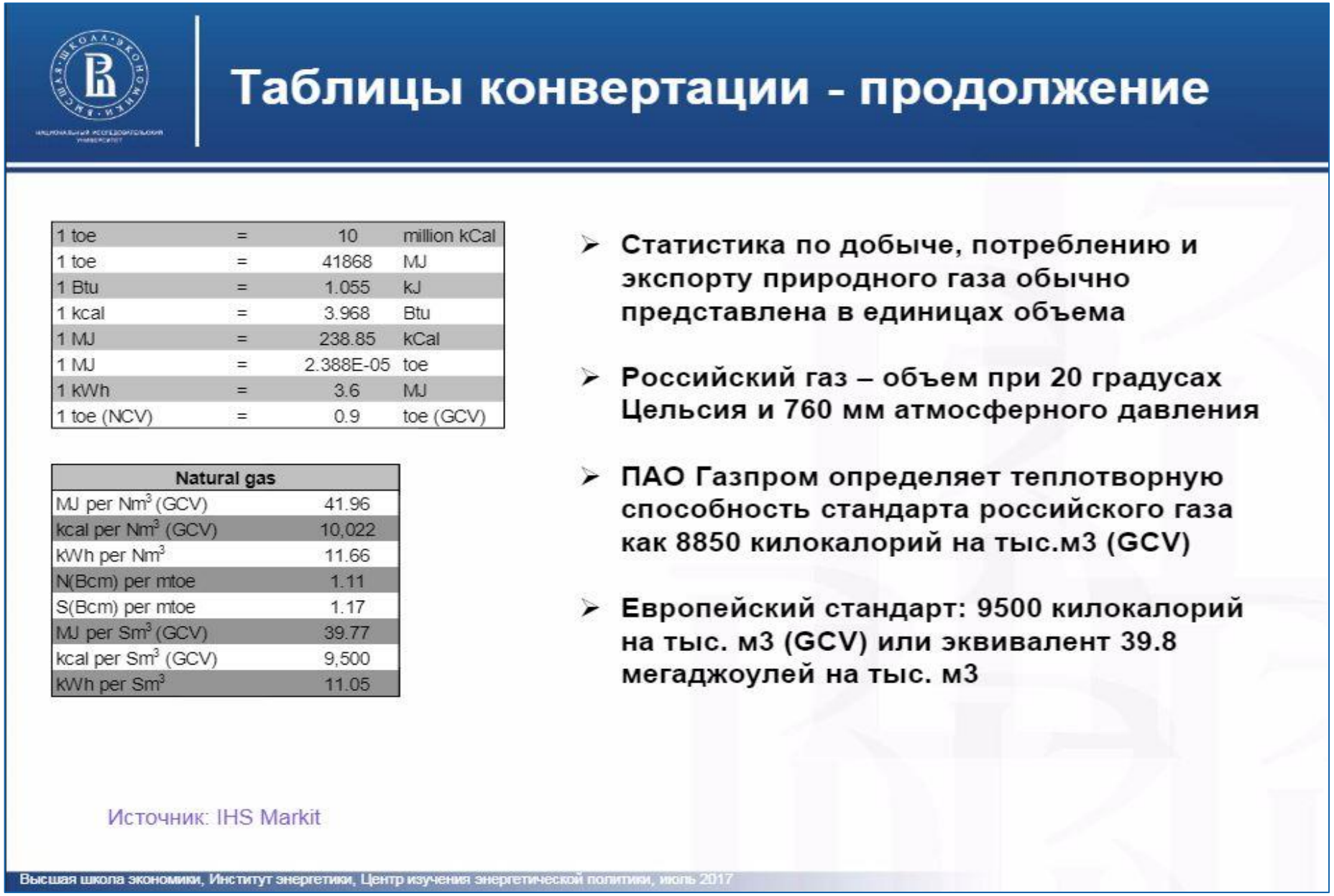
To convert Volume

	Mcm (Eur.Stand.)-->MMBtu	Mcm (Rus.Stand.)-->MMBtu
IHS standard	37.70	34.52
BP Statistical review	35.70	32.70

Источник: IHS Markit

Высшая школа экономики, Институт энергетики, Центр изучения энергетической политики, июль 2017

Рисунок 2.4.3. Таблицы конвертации. Продолжение



Мы живем в интересное время – в эпоху перемен. Рекомендую всем зайти на сайт Международного газового союза – они на протяжении многих лет выпускают хорошие доклады о состоянии мировых газовых рынков с точки зрения оптовых цен для потребителей. Их последний доклад исключительно полезен; там масса графиков, масса информации. Я очень коротко расскажу об основных вещах, но лучше вам самим прочитать. За час невозможно научить вас чему-то и, более того, студенты не учатся у лекторов, они учатся друг у друга – в процессе упражнений и сессий вопросов и ответов обучение происходит более эффективно. То, что мы сейчас делаем, это пытаемся за час с небольшим дать вам информацию к размышлению, рассказать о вещах, где часто встречаются ошибки или недопонимание, а также поговорить о том, что не стало еще установившимся знанием, о чем продолжают спорить участники рынка.

Илон Маск сказал о процессе стандартного обучения в университетах следующее: «Есть гораздо более эффективные способы скачивания информации», и это несомненно, так. Моя задача – показать вам, в каких направлениях искать важную информацию.

Рисунок 2.4.4. Среднемировая цена газа, 2005-2016 гг

На Рисунке 2.4.4 пунктирная линия – это среднемировая цена газа. За последние 10 лет она оказалась на самом низком уровне, порядка 3,3 долларов за млн. британских термических единиц (млн БТЕ). На графике с правой стороны показано, что в мире существуют различные модели ценообразования. Множество непонятных букв, но я очень коротко скажу: OPE – самые высокие значения, так называемая, нефтяная индексация – *oil price escalation*. Это означает, что цены на газ формируются на основе формулы, привязанной к цене нефти. Цены с нефтяной привязкой были в прошлом году наиболее высокими.

Следующий столбик – GOG – это *gas-on-gas*, то есть цены, формирующиеся на основании фундаментальных показателей газового рынка, конкуренции газа с газом.

Затем идет bilateral monopoly (BIM), а с правой стороны – различные виды регулируемых цен.

В мире существует масса моделей ценообразования. Возможно, вы слышите больше о нефтяной привязке или спотовых ценах на газ, потому что эти цены достаточно легко непосредственно наблюдать, они применяются к торгуемым объемам газа, эта информация легко доступна, о ней говорят в новостях. Но огромные объемы газа в мире реализуются вне биржевых контрактов или долгосрочных контрактов. Гигантские объемы газа поставляются потребителям по регулируемым государствами ценами. В России цены на газ до сих пор регулируются, это большой сегмент общемирового потребления газа. В Индии цены долгое время регулировались, сейчас там произошла некоторая либерализация, но она не окончательная. В Китае цены на газ регулируются. В развивающихся странах в Евразии ценообразование вообще не подчиняется таким принципам свободного рынка, будь то привязка к нефти или спотовая торговля газом на бирже. Очень важно отметить, что в мире, помимо реализации газа в ситуации прозрачных цен, есть масса ситуаций поставок газа, в которых явно присутствуют ценовые субсидии. Часть этого газа - самый последний столбик, RBC (Regulation: Below Cost) – цены, которые правительство, регуляторы специально держат на уровнях ниже себестоимости добычи.

На графике на Рисунке 2.4.5 уже несколько иная информация - здесь цены прозрачные. Если вам дадут задание построить график, на котором показаны цены на газ в крупнейших мировых регионах-потребителях - в США, Европе и Японии - вы можете смело идти на сайт Всемирного Банка и ввести в поисковой строке «Commodity Prices» – там оперативная информация по ценам каждого месяца, временной лаг порядка 2-х месяцев.

Рисунок 2.4.5. Влияние структурных и циклических факторов на среднемесячные цены на газ

Если вам нужно вытащить такого рода длинные серии по ценам на газ, эта информация есть в открытых источниках; ее легко достать, воспроизвести и использовать. Это цены наблюдаемые, оперативно публикуемые, и они рассказывают интересную историю. Во-первых, видна достаточно хорошая корреляция в первой половине 2000 годов с некоторыми всплесками вверх в Северной Америке, причем с очень серьёзными флуктуациями цен. Затем цены радикально снижаются. Цены на российский газ в Европе демонстрируют стабильный рост до 2009, дальше резкое падение и затем восстановление, теперь опять некоторое снижение. Японский рынок СПГ демонстрирует прекрасную корреляцию с нефтяными ценами в первой половине этого временного периода, до 2010 года, затем происходит стремительный рост цен и такое же стремительное падение к настоящему моменту.

Для каждого из этих рынков важны уровни цен. Я уже упоминал проблемы с попытками создать глобальный газовый рынок. На самом деле глобального газового рынка исторически не было. Этот рынок, по технологическим соображениям, был разделен, потому что большая часть торгуемого газа поставлялась по газопроводу от конкретного поставщика к конкретному потребителю. Основное отличие от нефтяного рынка было в том, что **существовала жёсткая связка производителя и потребителя**. Эта жесткая привязка определялась **способом**

доставки газа от производителя к потребителю по газопроводам.

Что дало возможность говорить о том, что возможен мировой рынок газа? Появление СПГ – сжиженного природного газа, который позволяет газовому рынку функционировать так же, как и нефтяной рынок. В случае возникновения дефицита в одном регионе мира, у производителей в других регионах есть возможность поставить СПГ, и нет ограничений в виде необходимости строительства газопровода. Потому что газовозы, как и танкеры, могут свободно ходить из одного пункта в другой. Это как разница между трамваем и автобусом. Трамвай ходит по своим рельсам, у него есть маршрут, с которого он свернуть не может, а автобус при желании можно направить по другому маршруту. Это основной технологический фактор, который позволяет говорить о том, что **возможен единый мировой газовый рынок**.

Те гигантские дифференциалы между ценами, что возникли в различных регионах мира после 2010-го года, говорят о том, что в тот момент ожидания глобализации не оправдались. Мировой газовый рынок не случился. Если у вас существуют такие гигантские ценовые дифференциалы, значит, что сигналы о дефиците в одном регионе мира или профиците предложения в другом регионе мира не проходят и не реализуются в том, что рынок осуществляет необходимый ценовой арбитраж. Если бы на нефтяном рынке возникла такая ситуация, то она просуществовала бы там не больше одного-двух месяцев. Тут же танкеры были бы перенаправлены, тут же поставки пришли бы туда, где существует самая высокая маржа.

С газом все намного тяжелее. Что вызвало такие гигантские расхождения в ценах? Вы все слышали о трагедии на Фукусиме. Япония до сих пор остаётся крупнейшим потребителем СПГ в мире. У них никаких альтернативных возможностей получения газа не существует, собственной добычи газа нет. Они полностью зависимы от импорта СПГ, и в тот момент, когда их атомная генерация была вынуждена сократить выработку электроэнергии, они были вынуждены пойти на то, чтобы привлекать дополнительные объемы СПГ. Результирующая этого видна в ценах на графике. С другой стороны, революция с развитием добычи сланцевого газа в США привела к тому, что цены в Северной Америке – после этих резких всплесков наверх почти до 15 долл. за млн БТЕ в некоторые годы – сейчас стабильно опустились на очень низкие уровни. Вы, возможно, слышали о том, что революционный технологический прорыв в США, связанный с горизонтальным бурением и гидроразрывом пласта, начался с газа, и лишь потом те же технологии были применены к добыче нефти плотных пород. Эта история успеха технологического развития в США фундаментально изменила ситуацию с оценками экономически рентабельных запасов газа в США, себестоимость добычи резко упала, что позволяет говорить о том, что цены на газ на американском рынке достаточно длительное время будут оставаться на относительно низких уровнях – 3-4 доллара за МБТЕ.

Теперь важно подумать о том, к чему привели эти высокие ценовые дифференциалы, которые на рынке продержались почти 5 лет. За эти 5 лет, глядя на гигантские деньги, которые словно валяются под ногами, естественно многочисленные инвесторы в США начали продвигать новые проекты СПГ, многие из них, кстати, на базе регазификационных терминалов, которые были построены десять лет назад, когда рынок ожидал огромного роста ИМПОРТА СПГ в США. Энтузиазм американских инвесторов понятен: если на рынке складывается такой гигантский ценовой дифференциал, то любые проекты становятся рентабельными. Расчет, очевидно, был на то, что даже если этот ценовой дифференциал уменьшится, он все-таки не сократится до совсем низких уровней. Но это как раз то, что произошло в 2016 гг. Начался классический кризис перепроизводства, цены упали. «Переинвест», почти передоз. И у нас в стране, и в Австралии, и в США. У людей, которые пытаются продвинуть вперед проекты, существует эффект миопии: они видят то, что происходит в настоящий момент. Сопротивляться ситуациям, когда деньги жгут карман, когда кажется, что заработать очень легко, тяжело, даже если в любой компании существуют люди, которые пытаются сказать, что нужно ориентироваться на среднециклические цены, а не на цены пиков. В 2010-15 гг. это была верхняя стадия цикла, такие дифференциалы не сохраняются долго. Тем не менее, очевидно, никто не ожидал, что падение будет таким драматичным, и дифференциалы сократятся до такой степени. Фундаментальные данные показывают, что рынок требует новых мощностей, а для того, чтобы создать эти мощности, необходимы серьезные инвестиции, причем не только в каком-то одном кусочке цепочки добавленной стоимости, а во всех сегментах этой цепочки. Необходимы были инвестиции как в разработку месторождения, так и в строительство терминалов по сжижению газа и газовозов. И вдруг возникает ситуация, когда у вас эти мощности созданы, а прогнозы спроса не оправдались, ситуация изменилась, рынок схлопывается до значений, которые в настоящее время эти дифференциалы если не уничтожают, то сводят к очень-очень маленьким значениям. То, что мы видим сейчас, – это схлопывание этих самых дифференциалов.

Возможно, сегодня появился второй шанс для того, чтобы возник мировой интегрированный газовый рынок, на котором разница между ценами в разных регионах определяется краткосрочными затратами на поставку СПГ из одного региона в другой. Внезапно на смену рыночных ориентиров, основанных на уровнях долгосрочных маржинальных затрат в каждом сегменте value chain у нас произошла очень быстрая перебалансировка, и ценовые ориентиры, на которые опираются участники рынка теперь будут ближе к уровням краткосрочных переменных затрат в каждом из сегментов технологической цепочки поставок. Мощности по добыче почти во всех регионах мира избыточные, в транспортировке количество газовозов сейчас также превышает те значения, которые необходимы для удовлетворения уменьшившегося спроса.

Поэтому у нас происходит резкое падение с уровня цен, соответствующего уровням долгосрочных маржинальных затрат,

до уровня, который ориентирован на краткосрочные переменные затраты. Это самое главное фундаментальное изменение в сегодняшней ситуации.

Высокая корреляция между ценами и затратами на рынках нефти и газа является хорошо установленным эмпирическим фактом. Но эта корреляция работает в рамках обычного цикла с некоторой задержкой. Сам механизм того, как цены и затраты приходят в равновесие, представляет большой интерес. Здесь тоже есть интересная механика, когда у вас внутри затрат есть несколько уровней или пороговых значений, которые в зависимости от ситуации на рынке – от того, рынок ли это продавца или покупателя – позволяет игрокам, формирующим цены, ориентироваться либо на уровень лишь краткосрочных переменных затрат, которые очень низкие, либо ориентироваться на долгосрочные маржинальные затраты, которые существенно выше.

Что так сильно изменилось за 4 года? Это не было эффектом падения затрат в 5 или 6 раз. Это был эффект того, что сигналы для ценообразований переключились с уровня долгосрочных маржинальных издержек на уровень краткосрочных переменных. Это, наравне с технологическими аспектами, было очень важным элементом для резкого падения цен.

Рисунок 2.4.6. Основные региональные рынки газа и их ценовые драйверы

Не буду долго рассказывать о том, что определяет цены на каждом из самых главных торгуемых рынков. В Северной Америке запасы сланцевого газа огромны, и кривая себестоимости предложения сланцевого газа говорит о том, что на горизонте до 2050 г. удастся сохранить цены на достаточно низких ценовых уровнях, может быть, не превышающих 5 долл. за млн. британских термических единиц. Об этом говорят расчёты Rystad Energy, McKinsey, IHS Markit и многих других консалтинговых компаний.

Европейский рынок, с одной стороны – это рынок импортёров газа. Япония и Корея — это крупнейшие импортеры СПГ, но с точки зрения импорта и трубопроводного газа и СПГ, Европа является лидирующим мировым импортёром. При этом поставки газа в Европу хорошо диверсифицированы. Европа полагается и на собственную добычу в Великобритании, Голландии и Норвегии. Существуют прекрасные каналы поставок СПГ из многих регионов мира, также идёт соревнование между углем и газом в электрогенерации. Российский газ, являясь одним из основных источников поставок для Европы, тем не менее, не обладает эксклюзивностью или рыночной силой, которая способна радикально изменить ситуацию.

В 2016 году и по результатам первых 7-ми месяцев 2017 года произошел гигантский рост поставок российского трубопроводного газа в Европу. Но давайте не забывать о том, что Европа забирает российский газ по очень низкой цене. Сейчас можно говорить о некотором успехе экспортной стратегии «Газпрома», но это все происходит на фоне рекордно низких цен на российский газ. Та оптимизация, которую осуществляют европейские покупатели, может нас радовать с точки зрения того, что могло быть и хуже – могли бы не покупать, и тогда у нас возникли бы еще большие проблемы с существующим профицитом газа внутри страны. Те нетбэки, которые мы получаем, и проблемы с новыми маршрутами, которые «Газпром» испытывает при поставке газа в Европу, говорят о том, что поставки российского газа при сохранении текущей ценовой конъюнктуры уже не будут приносить те прибыли, которые были в прошлом.

В Азии – это рынки Японии и Кореи, которые являются крупнейшими потребителями СПГ – ценовая динамика говорит о том, что у них возникли возможности для снижения затрат на покупку СПГ. Но в настоящее время у нас есть **два просыпающихся гиганта** – это Китай и Индия. Объемы потребления газа Китаем и Индией растут и будут продолжать расти высокими темпами. Здесь динамика иная: во-первых, оба эти покупателя чувствительны к присутствию ценового регулирования. Как ни странно, сейчас регулируемые цены на китайском рынке оказались выше, чем рыночные цены на СПГ в Азии. Регулируемые цены в Китае в районе 8 долл. за млн БТЕ, а цены на СПГ в Азии ниже 6 долларов. Это огромное отличие от той ситуации, которую мы видели год назад, когда цены для Китая были существенно ниже цен на СПГ в Азии – соответственно, Китай в то время субсидировал свое потребление газа.

Сейчас для Китая ситуация выгодная с точки зрения увеличения доли газа в своем балансе, их портфель закупок позволяет увеличивать импорт СПГ без каких-то угроз для того, чтобы разогнать инфляцию у себя дома. Они легко могут устранить те ценовые диспропорции, которые возникли в стране в период высоких мировых цен на нефть и газ, те ценовые искажения, на которые они были вынуждены пойти, введя перекрёстное субсидирование газопотребления. Это хороший сигнал для увеличения объемов СПГ для Китая, что мы и видим. Рост по результатам 2016 года в Китае был высокий.

Мы говорили о различных моделях ценообразования. Были рынки, которые ориентировались на газовую привязку, на фундаментальные показатели газовых рынков. Это Северная Америка, Северо-Западная Европа и Латинская Америка. В основном в Евразии, Африке и Азии цены ориентировались на привязку к нефтяному индексу. Эта ситуация быстро меняется. Старые границы между регионами, с точки зрения ценообразования, начинают рушиться. Обычный подозреваемый – сланцевый газ в США, революционный технологический прорыв, который стал своего рода «подземным толчком» сейсмические волны от которого распространились по всему миру.

Рисунок 2.4.7. Различные модели газового ценообразования

На Рисунке 2.4.7 показана структура себестоимости поставок СПГ из США. Первый компонент – это цены на Henry Hub в Луизиане и они, в зависимости от сезона, структурных изменений на рынке, в данном случае были оценены от 2 до 4 долл. Стоимость

сжижения – диапазон от 2,25 до 3,5 долл. за млн BTU. Затем стоимость транспортировки и газификация. Диапазон себестоимости поставок может быть как низкий, в районе 6 долл., так и высокий, в районе 11 долларов, в зависимости от того, какие параметры мы используем. Для разных источников поставок и для различных СПГ терминалов могут быть различные модификации того, как эта цепочка будет считаться.

Посмотрите на Рисунок 2.4.8. Я использовал старую картинку, на ней есть одна очевидная ошибка. Можете на нее указать?

Рисунок 2.4.8. Ценообразование на основе биржевых цен американского рынка. Найдите ошибку!

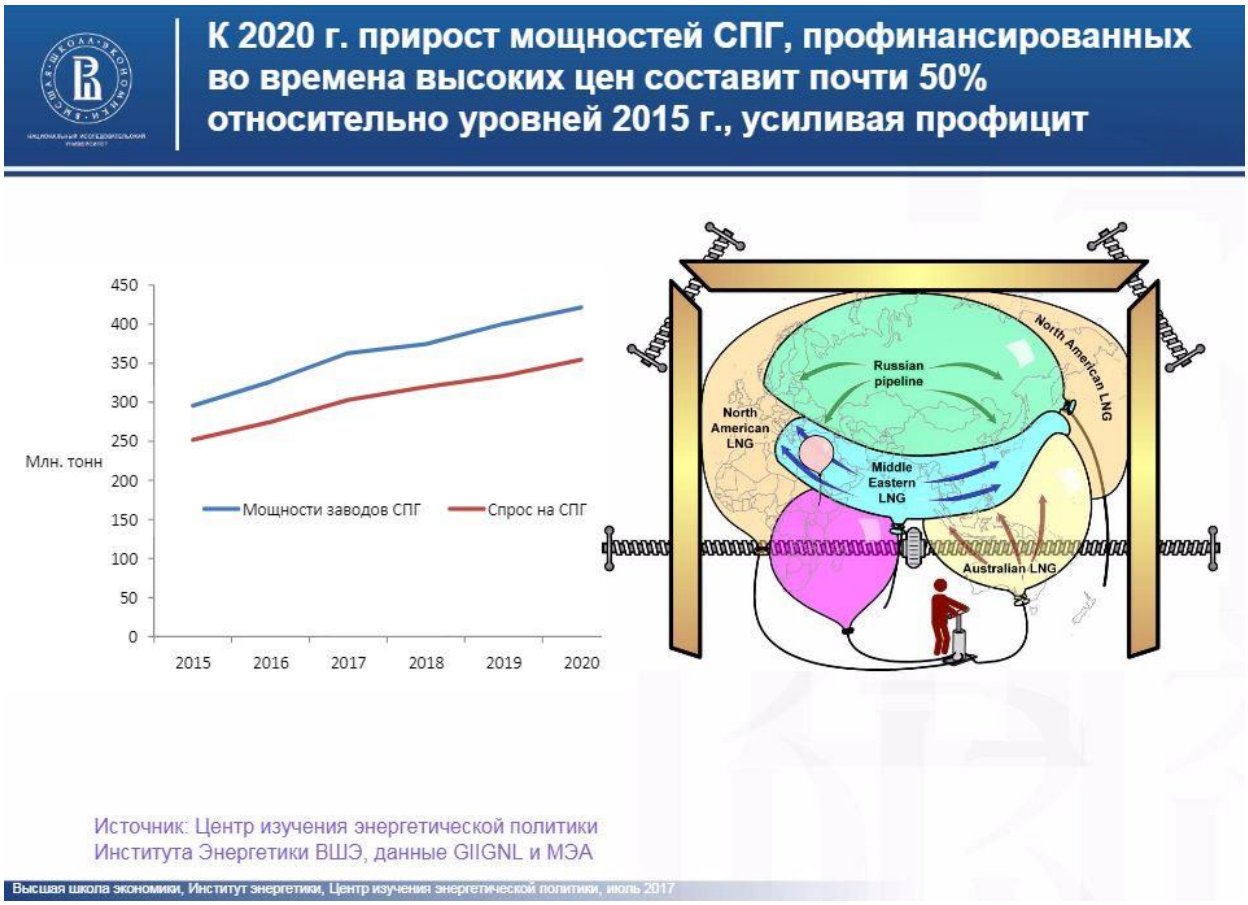
Здесь показаны потоки с Henry Hub: +4 доллара – это поток в Европу, Атлантический регион, и +5 долларов – в Тихоокеанский регион. Это говорит о том, что есть некоторое преимущество поставок с точки зрения транспортировки в Атлантический регион по сравнению с Тихоокеанским. Что произошло недавно, что меняет эту картину?

На самом деле, ответ простой.

После того, как произошло расширение Панамского канала, которое позволило газовозам проходить его, ситуация изменилась: теперь поставки из Мексиканского залива могут идти как в Европу, так и в Азию с относительно небольшой разницей с точки зрения дистанции транспортировки и количества дней, необходимых для прохождения маршрута. Этот график показывает некорректную

картину с точки зрения этой разницы, которая сейчас практически исчезла. Стоимость транспортировки в АТР из терминалов Северной Америки снизилась. Важно, что диапазон есть, это сильный сигнал с точки зрения стоимости поставок, которые влияют на весь рынок.

Рисунок 2.4.9. Профицит СПГ



На Рисунке 2.4.9 представлена визуализация того, что происходит. Мы говорили, что на рынке образуется профицит. Надувается пузырь на стороне предложения, ему тяжело поместиться в тех рамках, которые существуют, исходя из объема существующего спроса. Это только начало того, что мы увидим в будущем. На графике слева показаны некоторые оценки того, как будут расти мощности заводов СПГ. Мы уже говорили о том, что высокие ценовые дифференциалы запустили этот процесс. Они были настолько привлекательны, что США стали активно строить терминалы по сжижению, и список заявленных проектов (не все из которых будут реализованы) говорит о теоретической возможности экспорта более чем 150 млн. тонн СПГ из США. Та же ситуация произошла и в Австралии. Ориентируясь на высокие цены в Азии, австралийцы запустили огромное количество проектов по сжижению.

Терминалы были проинвестированы, останавливать их уже поздно, они все равно будут введены в действие, несмотря на ценовую конъюнктуру. Если бы решения принимали сейчас, скорее всего, большинство этих решений не было бы принято. Но повернуть время вспять уже нельзя. Поэтому перевес предложения

будет чувствоваться в ближайшие годы. На Рисунке 2.4.9 синяя линия мощностей стабильно выше красной линии спроса. С этим нам предстоит столкнуться в долгосрочной перспективе.

Мы говорили о нефтяной индексации. На Рисунке 2.4.10 показана эволюция того, как нефтяная индексация в контрактах на поставку газа выглядит по сравнению с ориентацией на фундаментальные показатели газового рынка. И здесь видно, что за последние несколько лет этот сегмент поставки газа на условиях привязки к собственным фундаментным показателям газового рынка растет, а цены на основе нефтяной индексации занимают меньшую долю в общем потреблении. Прогноз на будущее пытается экстраполировать эту ситуацию. С точки зрения того, как считается эта цена, есть простой принцип.

Когда говорят о коэффициенте нефтяной индексации, это 15%, 12%, 11%. Что имеется в виду – если цена на нефть 100 $ за баррель, как оценить цену на газ в контракте с нефтяной привязкой? Так называемый интегрированный коэффициент нефтяной индексации означает, что вы используете, например, коэффициент 12,5%, умножаете эти 100 $ за баррель на коэффициент и получаете цену 12,5 $ за миллион BTU. Это просто переход от цены нефти в долларах за баррель к цене СПГ в долларах за МБТЕ.

Рисунок 2.4.10. Нефтяная индексация

В последние годы наблюдалось снижение этого коэффициента. Увидеть снижение коэффициента можно простым образом: в статистике отслеживается, какие объемы закупали потребители в Азии, и какие суммы денег были уплачены, следовательно, можно вычислить эффективные цены поставок. Имея такую статистику по ценам закупленного СПГ и соотнеся ее с исторической статистикой по ценам нефти, можно рассчитать фактический коэффициент нефтяной индексации. Понятно, конечно, что в контрактах присутствуют временные лаги, сложные формулы, которые привязаны не к цене нефти, а к цене нефтепродуктов с различными ограничителями и более сложными коэффициентами, т.е. там множество различных коктейлей.

Рисунок 2.4.11. Ослабление нефтяной привязки

В СКОЛКОВО проходила прекрасная лекция Саймона Блэйки, который рассказывал об механизмах формирования цен газовых контрактов. Вам важно запомнить следующее: если цена на нефть 50 долл. за баррель, а коэффициент нефтяной индексации, например, 12, то какая цена СПГ будет в долларах за млн BTU? Правильный ответ: 6. Очень важно уметь ориентироваться именно в таких терминах, если вы слышите размер коэффициента индексации, чтобы вы могли быстро для себя вычислить цену контрактов с указанной нефтяной привязкой при таких средних ценах на нефть в долгосрочной перспективе.

Сейчас я хотел порассуждать о том, что может произойти с газовым рынком в Европе, исходя из возможности того, что большие объемы СПГ из США придут на этот рынок и начнут

конкурировать с российским трубопроводным газом. Эта тема до сих пор обсуждается, написано несколько интересных отчётов. Я хотел дать вам основные блоки информации, которые необходимы для того, чтобы аналитически структурировать эту информацию.

Прежде всего, **Европейский рынок может стать балансирующим региональным рынком с точки зрения мировой газовой торговли**. Балансирующий рынок для чистого импортёра газа (ЕС) означает, что на этот рынок придут те объемы, которые оказались невостребованными на всех других рынках. Если существует профицит, то все, что не разошлось, не поместилось в других регионах, придет на этот рынок.

Это означает, что в этих условиях **у европейских потребителей будет большая рыночная сила**. Это будет рынок покупателя. Это именно то, что европейцы с нетерпением ожидают и что очень выгодно для них.

Теперь давайте посмотрим, что может произойти. Почему европейский рынок может стать балансирующим?

- Во-первых, как я уже говорил, европейский газовый рынок является одним из крупнейших в мире с объемом потребления около 500 млрд.куб. в год

- Во-вторых, есть большая гибкость по объёмам в контрактах с Россией. Европа может как увеличивать, так и резко снижать потребление российского газа, при этом оставаясь в рамках существующих контрактных условий.

- Существуют многочисленные и не до конца утилизованные регазификационные терминалы. Европа имеет техническую возможность принять СПГ, если будет правильная цена.

- Биржевая торговля в Северо-Западной Европе дает четкие хорошие сигналы игрокам относительно того, что происходит. Состояние фундаментальных показателей на рынке четко транслируется через ценовые сигналы на торговых площадках.

- Развитая трубопроводная инфраструктура и наличие больших объемов газовых хранилищ позволяют осуществлять межрегиональные перетоки газа и сезонную оптимизацию

Мы говорили о том, что **уровни цен могут достаточно серьезно варьироваться** в зависимости от того, какова ситуация с балансами и с уровнями маржинальных затрат. Эти затраты здесь иллюстрируются с точки зрения того, какие **уровни поддержки** существуют у цен на СПГ, цен на газ в Европе. В данном случае, есть **4 ценовых уровня**, на основании которых может формироваться нижняя граница диапазона цен.

1. **Уровень краткосрочных переменных затрат интегрированных проектов СПГ**

Есть интегрированные проекты СПГ – это проекты, где добыча газа интегрирована со сжижением и маркетингом.

Австралийские проекты являются хорошим примером. Сама по себе себестоимость добычи большинства австралийских проектов, если мы не говорим о добыче метан-угольных пластов, достаточно низкая. Я говорю о краткосрочных переменных затратах. Терминалы уже построены, т.е. краткосрочные переменные затраты операций этих терминалов по сжижению тоже низкие. Затраты на транспортировку, как мы говорили, по мере развития флота газовозов, сократились и находятся на одном из невысоких уровней. Если мы посмотрим только на краткосрочные переменные затраты для этих австралийских проектов, то они относительно невысокие. Полные затраты этих проектов, напротив, очень высокие. Для многих австралийских проектов полные затраты находятся на уровне 12-14 долларов за МБТЕ. Таким образом, существует гигантский разрыв между краткосрочными переменными затратами этих проектов и их полными затратами. Для большинства этих проектов нет никакой надежды на то, что их затраты окупятся в будущем, если цены не вырастут до фантастических уровней. Но сейчас что им делать? Они уже на рынке, они проинвестировали строительство, и единственная задача — это просто выживать в условиях низкого ценового цикла. И пытаться хоть какие-то затраты окупить. Из-за того, что эти заводы вынуждены выходить на рынок, несмотря на такую ужасную ценовую конъюнктуру, газ будет поставлен на рынки. Большая часть газа останется в Азии, потому что транспортное плечо и традиционные рынки именно там, и свою нишу существующего объема спроса они заберут.

2. Уровень краткосрочных переменных затрат американских проектов СПГ на основе толлинговой модели

Следующий уровень – это американский проект СПГ. Американская модель строительства терминала по сжижению отличалась от австралийской тем, что владельцы терминалов по сжижению **продавали мощности**. Те игроки, которые купили эти мощности, владеют этими мощностями терминалов по сжижению. В этом смысле, краткосрочные затраты поставщиков СПГ из Северной Америки выше австралийских при прочих равных условиях именно **на разницу в стоимости сжижения**. Это долгосрочный контракт, который нужно было оплачивать в любом случае. Там уровень для таких проектов на основе толлинговой модели выше. Начиная от 4-5 долларов за млн BTU, но может быть меньше, потому что транспортные затраты сейчас несколько сократились.

3. Уровень краткосрочных переменных затрат на поставку российского трубопроводного газа в Европу

Важный элемент этой лесенки – это краткосрочные переменные затраты на поставку российского газа в Европу. Тут существует разный расчет. Если мы будет считать полные затраты, они не будут низкими. Рассчитывая полные затраты на поставку российского газа, мы будем складывать себестоимость добычи, НДПИ, транспортировку внутри страны, транспортировку за пределами страны (по разным маршрутам есть разные варианты

расчета), экспортную пошлину и т.д. Если такие расчеты произвести, мы получим цифру в районе 5 $ за млн БТЕ. Для каких-то месторождений больше, для каких-то меньше. Но **краткосрочные переменные затраты на поставку российского газа**, если мы ту же логику будем применять, **окажутся низкими**. У нас гигантский профицит свободных производственных мощностей в стране. Глава «Газпрома» Алексей Миллер, когда в последний раз озвучивал эти цифры во время доклада Президенту, сказал, что свободные производственные мощности «Газпрома» составляют 150 млрд. кубометров газа. Гигантский объем, который сейчас не используется. Маржинально ничего не стоит нарастить объемы поставок газа в Европу и считать, что это *sunk costs*, что мы не волнуемся по поводу затрат добычи этого газа. Это нам почти ничего не стоит, кроме некоторых дополнительных издержек на оплату труда и некоторых издержек на эксплуатационные затраты. НДПИ придется платить газовым компаниям. Здесь у «Газпрома» интересная ситуация. После того, как была введена дифференциация НДПИ, у «Газпрома» есть месторождения, где ставка НДПИ высокая, а есть, где низкая. В условиях профицита свободных мощностей «Газпром» использует возможность выбирать себе налоговую нагрузку, загружая те месторождения, на которых НДПИ низкий и не добывая газ на тех месторождениях, где НДПИ высокий. Минфин обманул сам себя, предоставив «Газпрому» такую возможность. «Газпром» имеет некоторую возможность эффективно снижать для себя НДПИ, выбирая, какие месторождения у него осуществляют балансировку добычи.

С точки зрения затрат на транспортировку, краткосрочные переменные затраты – просто затраты на топливный газ, который используется в компрессорах, чтобы двигать газ по системе. В среднем самые протяжённые маршруты поставок газа в Европу превышают 5 тыс. километров. Чтобы доставить этот газ до европейских потребителей, сколько нам нужно топливного газа? В последние годы «Газпром», транспортируя в районе 600 млрд. кубометров газа в год, тратил на топливный газ в районе 30 млрд. кубометров газа. Можно легко использовать приблизительный показатель, чтобы оценить, сколько они потратят газа именно на транспортную работу. Такие расчеты можно производить, но результат будет достаточно предсказуем. Из тех затрат, которые компания не регулирует, есть еще экспортная пошлина. В результате, такая **минимальная себестоимость поставки российского газа в Европу** – в зависимости от того, какой маршрут и с какого месторождения НДПИ мы считаем, какова будет сумма всех этих себестоимостных показателей – **может быть равна 1,5-2 $ за млн БТЕ**. Газпром может соревноваться на этих низких уровнях. Вопрос в том, как эта конкуренция между поставщиками американского СПГ и российского, которые могут потенциально свой СПГ привезти в Европу, будет складываться в различных условиях цен на нефть и на газ.

4. Уровень замещения угля газом в рамках межтопливной конкуренции в Европе.

Таким образом, в зависимости от уровней цен на нефть и интенсивности борьбы за долю на рынке цены на газ в Европе будут находится в диапазоне между краткосрочными переменными и средними затратами основных поставщиков.

На Рисунке 2.4.12 сделана попытка решить такой общий случай. Часто вы можете видеть расчеты, которые показывают некий сценарий того, какая будет цена на нефть, на газ; считаются нетбэки по поставкам и рассматривается один сценарий комбинации цен. Здесь же представлена попытка решить общий случай при упрощении ситуации и при попытке продемонстрировать две различные модели ценообразования.

Рисунок 2.4.12. Анализ ценовой чувствительности конкурирующих проектов

По вертикальной шкале показана цена газа в долларах за млн БТЕ, по горизонтальной – цена нефти, долл/баррель. Американский газ – это фундаментальный показатель газового рынка, поэтому на графике показаны диапазоны полных затрат поставки СПГ и краткосрочных переменных затрат поставки СПГ из США. Полная стоимость поставок американского газа будет 8-10, краткосрочная - от 2$ до 4$.

Если вы не можете окупить свои **полные затраты**, но вынуждены работать в условиях низкого ценового цикла, то все равно будете свой СПГ выводить на рынок, при условии, что у вас есть возможность реализовать его по цене выше, чем стоимость ваших **краткосрочных переменных затрат**. То есть этот СПГ на рынок выйдет, если цены на вашем целевом рынке не будут ниже этих значений.

Газпром длительное время ориентировался на контракты с нефтяной индексацией. Два расходящихся луча на Рисунке 12 как раз показывают, каким образом формируется цена на газ по принципу нефтяной индексации при изменении цены на нефть.

При 50 $ за баррель для того, чтобы понять, какая будет цена на российский газ в Европе при 12% нефтяной индексации, просто проводим линию до этой шкалы и смотрим, какая у нас результирующая появляется. Это просто попытка посмотреть на то, что будет происходить, если у нас цены на нефть будут находится в одном сценарии, а цены на газ – в другом. Это разные рынки с разными показателями. На мой взгляд, интересно подумать о том, что произойдёт, если на нефтяном рынке ребалансировка случится, причём раньше, чем на газовом рынке.

Если у нас этот навес предложения над спросом на нефтяном рынке начнет постепенно уходить по мере сокращения товарно-складских запасов, то на газовом рынке следующие несколько лет как раз предполагается выход гигантских объемов СПГ на рынок. Профицит будет только формироваться. Тогда может возникнуть интересная ситуация: если существует большой профицит предложений на газовом рынке, то газовые цены окажут сопротивление. Они будут оставаться низкими, потому что весь американский СПГ может прийти в Европу. Гипотетически предположим, что цены на нефть увеличиваются до $70. Сейчас это кажется нереалистичным сценарием, но не забывайте о том, что год назад цены на нефть находились на уровне ниже $30 за баррель, а сейчас – $50. Так что такие серьезные подвижки, как гипотезу можно принимать.

Если цена нефти увеличивается до 70$, то у нас интересная ситуация – у нас газ по нефтяной привязке, которая по-прежнему играет огромную роль в контрактах Газпрома, оказывается чуть-чуть ниже уровней полных затрат по себестоимости поставок газа в США, то есть **по-прежнему российский газ будет конкурентоспособным по сравнению с американским**. В этих условиях, смотрите, какое превышение существует относительно уровня переменных затрат для американских проектов. **Американский газ в этих условиях все равно**

потечет в Европу. Если на рынке будет профицит, они все равно смогут продавать его по ценам, вполне конкурентоспособным по сравнению с формульными ценами российского газа.

Очень интересная ситуация: **с точки зрения полных затрат американский СПГ неконкурентоспособен,** но, **если посмотреть на краткосрочные переменные затраты, существует сценарий, когда СПГ из США всё равно может прийти в Европу** и **оказать серьезное воздействие на ситуацию с газовым балансом для нашей страны**.

Рисунок 2.4.13. Затраты ПАО «Газпром» на добычу газа

На Рисунке 2.4.13 представлены данные Газпрома по себестоимости добычи. Имея эту информацию, можно сравнить ее и с ценой газа в Европе, которая сейчас на уровне $5 за MBTU. Используя таблицы конвертации, вы, я думаю, легко можете перевести это в значения, которые сравнимы с российскими, и посмотреть, сколько же у нас остается долларов на то, чтобы транспортировать газ до Европы и при этом не оказаться в минусе. Удачи! ●

Рисунок 2.4.14. Слайд для любознательных №1

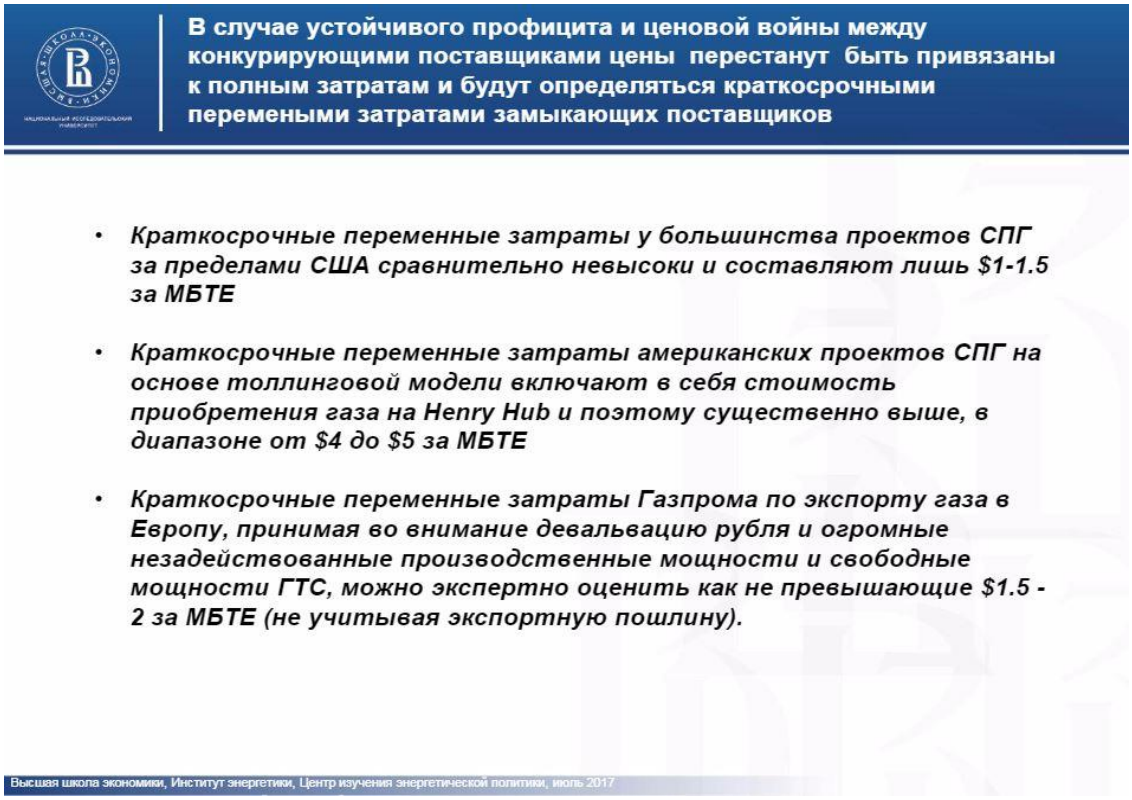
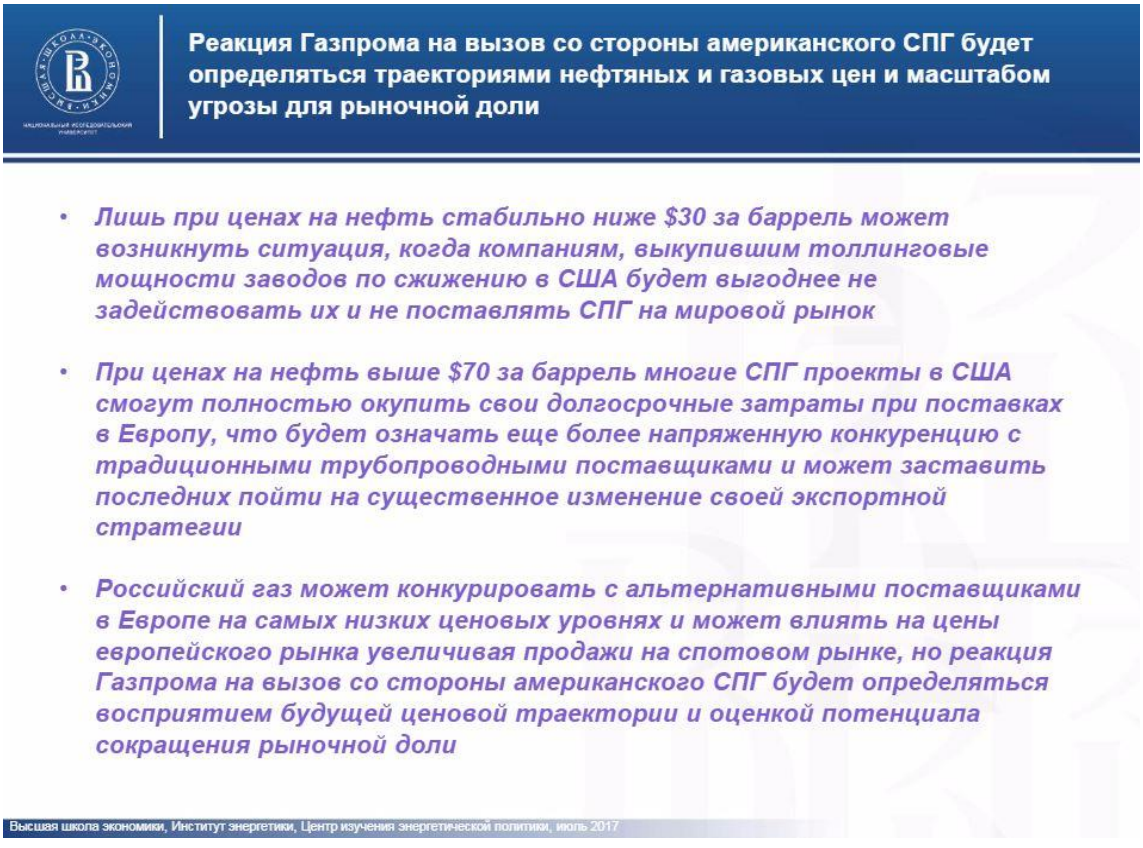


Рисунок 2.4.15. Слайд для любознательных №2



День 3

Электроэнергетика России: состояние рынка, реформа

Баркин Олег Геннадьевич,
Член Правления, Заместитель Председателя Правления Ассоциации «НП Совет рынка»

Электроэнергетика – отрасль экономики Российской Федерации, включающая в себя комплекс экономических отношений, возникающих в процессе:

- производства,
- передачи электрической энергии,
- оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике,
- сбыта и
- потребления электрической энергии.

Рисунок 3.1.1. Виды деятельности в электроэнергетике

Основные виды деятельности в электроэнергетике, связанные с базовой технологической последовательностью производства и потребления электроэнергии, показаны на Рисунке 3.1.1. Структура генерирующих мощностей – на Рисунке 3.1.2.

Рисунок 3.1.2. Структура генерирующих мощностей ЕЭС России

ТЭС: газовые 72% (98,7 ГВт), **угольные 28%** (37,5 ГВт, из них 23,5 ГВт во 2 ЦЗ)

Централизованная оптовая генерация – 90% (225 ГВт),
распределенная (розничная и собственная) – около 10% (~25ГВт)

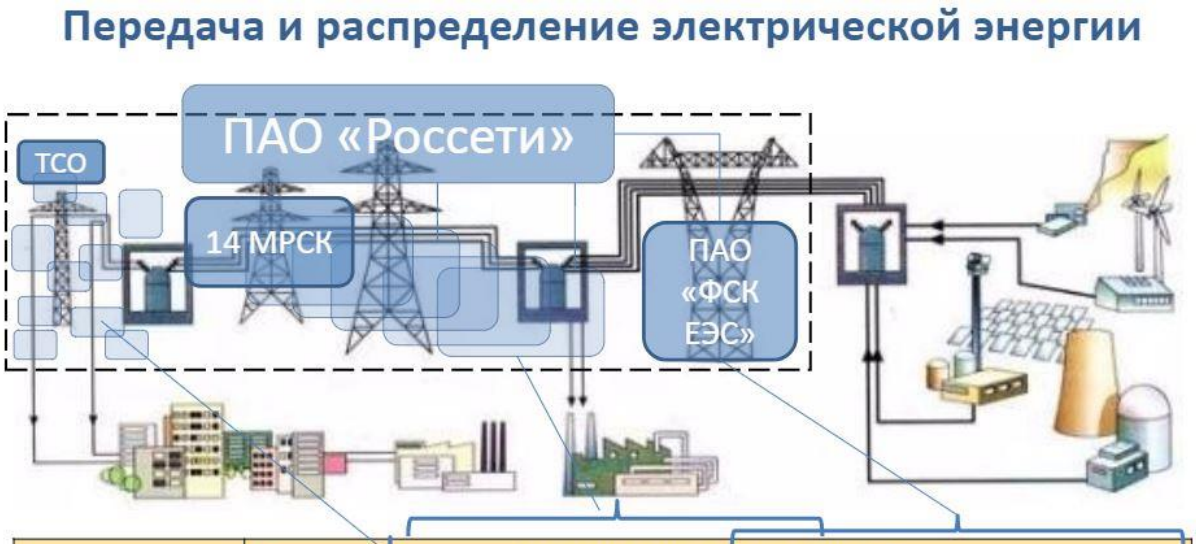
Традиционная (вкл.ГЭС>25МВт) **- 99,5%, ВИЭ - 0,5%** (1,3 ГВт), **к 2024г. – около 1,5%**

На Рисунке 3.1.2 также указано соотношение распределенной и централизованной генерации. Распределенная генерация составляет около 10%. В основном, такую генерацию строят промышленные предприятия, для которых электроэнергия является значимым компонентом себестоимости, а условия организации энергоснабжения из централизованной системы их не устраивают. В большинстве случаев по экономическим причинам, когда расчет стоимости собственной генерации показывает, что она оказывается дешевле, чем та цена, которую им предлагает энергосистема. Иногда они строят собственную генерацию даже если она дороже – в силу невозможности решить проблему энергоснабжения вообще или в необходимые сроки. То есть как цена, так и скорость, а иногда и другие ограничения приводят к таким решениям.

Нужно отметить, что приведённые данные по розничной генерации приблизительные, часто такие генераторы потребитель ставит на своей территории, и инфраструктура энергосистемы не наблюдает и во многих случаях даже не знает о них.

Как происходит передача и распределение энергии, схематично представлено на Рисунке 3.1.3.

Рисунок 3.1.3. Передача и распределение электроэнергии



Признак	Номинальные напряжения, кВ				
	< 1	3—35	110—220	330—750	1150
Номинальное напряжение	НН	СН	ВН	СВН	УВН
Охват территории	местные		районные	региональные, межрегиональные	
Назначение	распределительные			системообразующие	
Характер потребителей	городские, промышленные, сельскохозяйственные				

На Рисунке 3.1.4 показана география рынка электроэнергии с ценовыми зонами, неценовыми зонами и изолированными районами.

Рисунок 3.1.4. География рынка электроэнергии

На Рисунке 3.1.5 показаны основные этапы реформирования электроэнергетики в России. Изменения начались ещё в конце 90-ых годов, когда был создан Федеральный оптовый рынок электроэнергии и мощности (ФОРЭМ), но принципиальные изменения начались в 2003 году с запуском сектора свободной торговли (ССТ) после принятия Постановления Правительства №643 о Правилах оптового рынка переходного периода. В 2005-ом году был запущен балансирующий рынок. Также в 2005-ом году стартовал рынок в Сибири. С 2006-го года модель рынка была трансформирована. Она предполагала оптимизацию на основе рыночных заявок уже всех объемов производства и потребления в рамках торговой инфраструктуры, то есть режим работы энергосистемы на следующий день определялся по итогам конкурентного отбора заявок на основе информации о состоянии энергосистемы, полученной от системного оператора и сетевой компании. Это был достаточно принципиальный технологический сдвиг, так как режимы работы ЕЭС стали продуктом экономической и технологической оптимизации.

Рисунок 3.1.5. Основные этапы реформирования электроэнергетики в России

Существовавшие до того времени поставки по регулируемым тарифам были «упакованы» в регулируемые договоры. В течение пяти лет они поэтапно снижались в своем объеме до текущего уровня. Параллельно была проведена структурная реформа — на рынке появились уже независимые генерирующие компании, потребители и сбытовые компании.

С 2011-го по 2015-й годы произошло ещё одно крупное структурное изменение на рынке в электроэнергетике — формирование долгосрочного рынка мощности в текущем виде. Он начался с некой условной торговли мощностью, потом был запущен конкурентный отбор мощности (КОМ) на год вперед, потом он был доработан в долгосрочный формат на несколько лет вперед. Также совершенствовался механизм долгосрочных договоров.

Теперь о текущем состоянии рынка в электроэнергетике. Установлено законодательное разделение рынка на два уровня: оптовый и розничный. Про оптовый рынок обсудим далее, а здесь несколько слов про розничный. Его как рынок описать достаточно просто. К сожалению, пока серьезной конкуренции здесь не сформировалось, хотя формирование конкурентного розничного рынка должно было запланировано в программе реформирования отрасли. По-прежнему для большинства потребителей де-факто существует единственный поставщик электроэнергии – гарантирующий поставщик. Потребители: крупные, энергоемкие — все, для кого был осмыслен выход на оптовый рынок, это сделали. При этом в объемном выражении в целом по отрасли вышедших на оптовый рынок – меньшая часть. Для тех потребителей, для которых выход на оптовый рынок экономически не оправдан, конкуренция на розничном рынке практически отсутствует. То есть это, по сути, для них действует не рынок, а система трансляции финансовых результатов с оптового рынка в цену конечного потребителя с добавлением сбытовой надбавки и сетевого тарифа.

Рисунок 3.1.6. Разделение на оптовый и розничный рынки

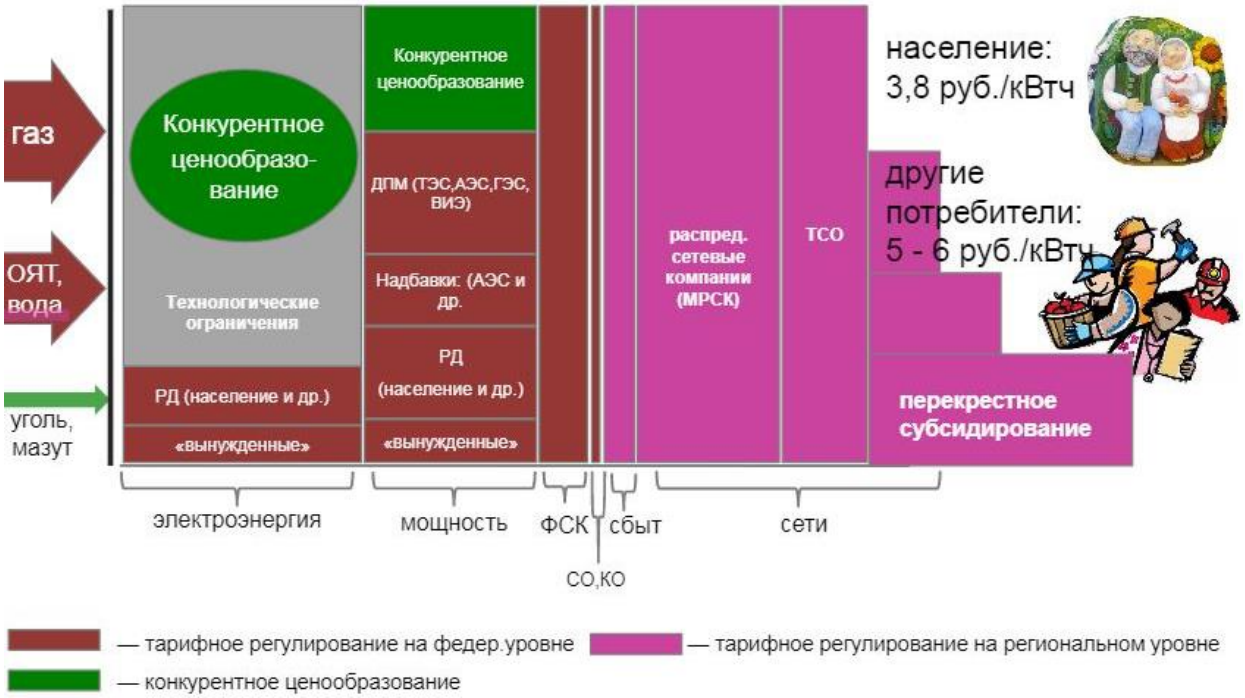
Рисунок 3.1.7. Субъекты оптового рынка

Рисунок 3.1.8. «Сорегулирование» на оптовом рынке

Рисунок 3.1.9. Коммерческая инфраструктура оптового рынка

Рисунок 3.1.10. Структура управления «НП Совет рынка»

Рисунок 3.1.11. Структура стоимости электроэнергии



Посмотрите на итоговую структуру стоимости, которую получают конечные потребители. Слева направо показаны разные составляющие цены, они формируются по всем механизмам, которые я описал, начиная даже с видов топлива. Здесь цветами размечены основные блоки: тарифное регулирование на федеральном уровне, на региональном уровне и, собственно, часть, основанная на конкурентном ценообразовании. Обращаю внимание, что даже в оптовом рынке, который мы называем конкурентным, регулирование преобладает, начиная от топлива и заканчивая оплатой мощности. Также есть большое количество технологических ограничений, которые рынок не может преодолеть. В рынке мощности конкуренция присутствует только в части конкурентных отборов мощности (КОМ) и нескольких видах отборов новой мощности.

На региональном уровне, как видно их этого рисунка, регулируется практически всё. Хотя правила розничного рынка допускают возможность поставки от розничного производителя розничному потребителю по свободной цене, но в силу ряда причин: сохранение высокой сетевой составляющей и сохранение договоров с гарантирующим поставщиком – эта система не очень развивается, и таких поставок очень мало. Поэтому можно сказать, что подавляющая часть регулируется. Значительную часть конечной цены занимает «сетевая составляющая» - тариф распределительных сетевых компаний. Эта сетевая составляющая дифференцирована для разных потребителей и существует перекрестное субсидирование. То есть искусственно удерживается на низком уровне тариф для населения за счет повышения тарифа для промышленных и коммерческих потребителей.

Рисунок 3.1.12. Перекрестное субсидирование

Рисунок 3.1.12, который составлен на основе данных исследований ВШЭ, дает представление о масштабах перекрестного субсидирования - видно, что различие цен достаточно серьезное. Перекрестное субсидирование реализовано прежде всего, в сетевых тарифах, но оно существует и в других формах. Например, за счет регулируемых договоров, то есть это перекрестка на уровне генерации. Генератор обязан поставлять электроэнергию и мощность определенной категории потребителей дешевле, чем всем остальным, и иногда даже дешевле, чем его собственные затраты на производство этой электроэнергии.

Внизу на Рисунке 3.1.12 представлена диаграмма соотношения тарифов для бытовых и промышленных потребителей в мире. Видно, что у нас в стране уникальная ситуация. Не имеет мировых аналогов. У нас тариф для населения ниже. Причем, это данные еще 2016-го года. Здесь, к сожалению, последней статистики нет. Из года в год эта диспропорция нарастает.

Кроме перекрестного субсидирования между населением и не населением есть и другие формы, не менее значимые. Это между теплом и электроэнергией или мощностью. Есть **межтерриториальная**, когда потребитель одного региона или генератор одного региона субсидирует развитие энергетики в других регионах. Дальний Восток – самый актуальный пример. Будем поддерживать более низкий тариф на Дальнем Востоке за

счёт того, что соберем дополнительную составляющую с потребителей всей страны.

Межотраслевое – этот вариант перекрестного субсидирования сейчас тоже активно развивается. Наиболее яркий пример – это строительство мусоросжигающих заводов, когда, по сути, отрасль по переработке отходов субсидируется за счет электроэнергетики, причем, я бы сказал, в колоссальных объемах, которые, наверное, ни к чему хорошему не приведут. Потому что отрасль, которая таким образом субсидируется, не будет развиваться в нужном направлении, то есть там никто не получит ценовых сигналов, не будет эффективности и так далее. А энергетика нагружается совершенно ненужными ей мощностями. Они даже не «золотые», а «бриллиантовые», если их сравнивать даже с самыми современными технологиями производства – например, с солнечной генерацией – которые до сих пор считались самыми дорогими.

Есть **косвенное субсидирование** через платежную дисциплину. Кому-то почему-то можно долго не платить за потребленную электроэнергию, а все остальные обязаны платить 100 процентов.

Это всё были примеры нерыночного и неконкурентного ценообразования, которое никогда не приводило к повышению эффективности.

А что может повысить эффективность отрасли? Давайте ещё раз вспомним про зеленый сегмент на Рисунке 3.1.11 – конкурентное ценообразование на рынке электроэнергии. Если взять и проанализировать его работу за несколько лет, эффект налицо – посмотрите на Рисунок 3.1.13.

Красная линия – это цена на рынке электроэнергии. Статистика взята за несколько лет. Синяя кривая – это тариф на газ, который является основным топливом для производства электроэнергии, и он вносит основной вклад в её себестоимость. Во-первых, темпы роста газа заметно опережают рост цены на электроэнергию, это означает, что эффективность производства электроэнергии с каждым годом растет - за счет конкуренции на рынке электроэнергии.

Во-вторых, в отличие от тарифа на газ, который, с точки зрения математики, не убывающий (то есть она никогда не снижается), цена на электроэнергию неоднократно заметно снижалась. Это было в периоды значительного снижения потребления в кризисы. Давайте вспомним, в 2009 году первая волна мирового кризиса докатилась до нашей страны. И начало 2015-го года, тоже снижение. Именно так и должно происходить на рынке: снижается спрос (синие столбики), и падает цена, что логично. С тарифами такого не происходит.

Но если взять совокупную стоимость, то есть добавить к электроэнергии мощность, то что мы видим в течение последних лет? На Рисунке 3.1.14 черная линия –индекс потребительских цен.

Рисунок 3.1.13. Эффективность рыночного ценообразования на ОРЭМ

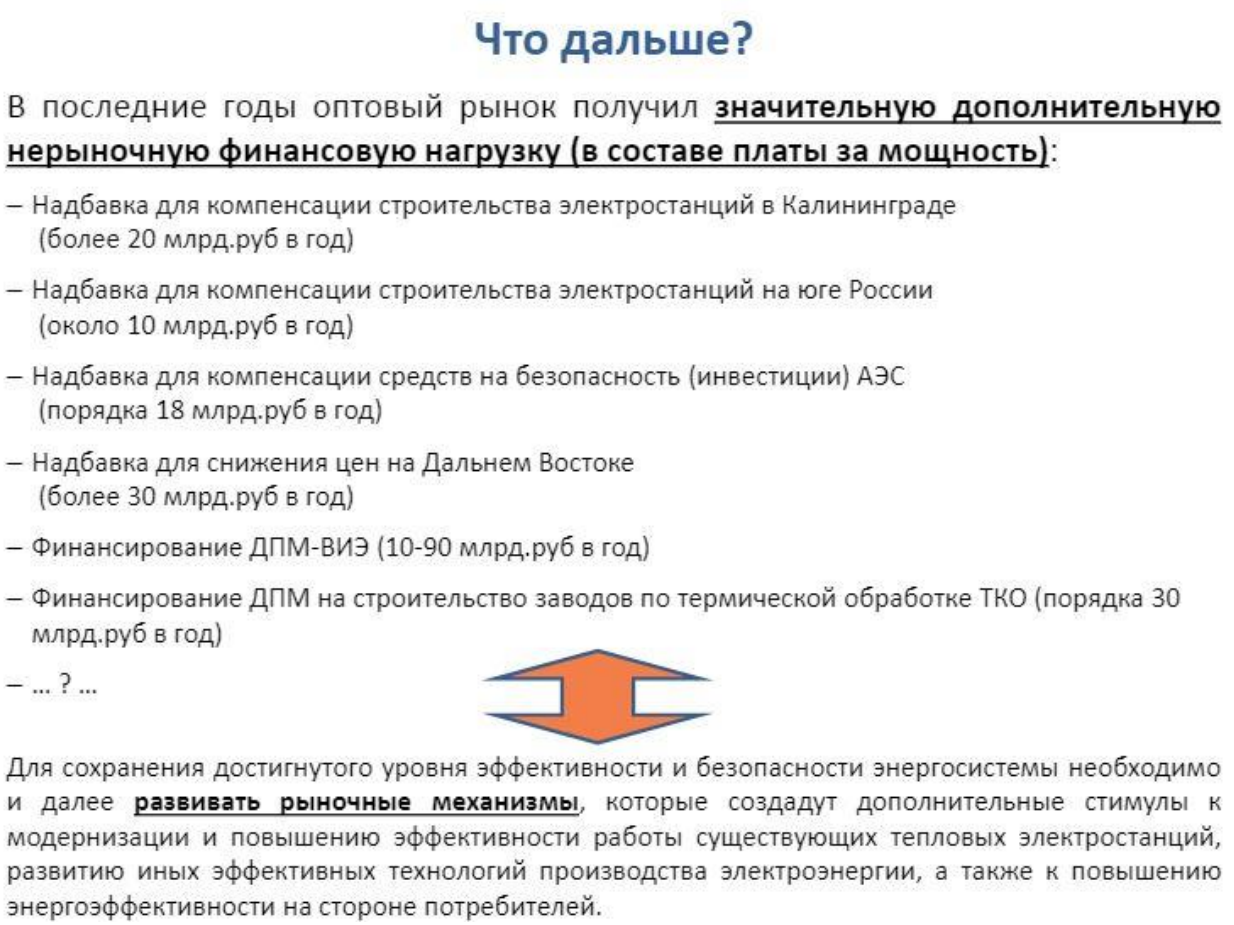
Результаты работы конкурентного рынка электроэнергии

- цены на электроэнергию, которые складываются под воздействием конкуренции, показывают стабильно более низкий рост, чем рост регулируемых цен на газ
- цена зависит от спроса: в 2009/2015 годах снижение спроса привело к снижению цены на электроэнергию даже несмотря на увеличение/сохранение цены на газ

Рисунок 3.1.14. Изменение совокупных цен на оптовом рынке

Во-первых, хорошо, что его мы всё-таки пока не опережаем. Но при этом, всю экономию, которую дает конкурентный рынок электроэнергии, «заполняет» плата за мощность. А она содержит в себе те самые нерыночные регулируемые надбавки. Всё повышение эффективности за счет конкуренции, «съедается» другими составляющими. Основные из них перечислены на Рисунке 3.1.15.

Рисунок 3.1.15. Надбавки



Для грубой оценки, каждые 10 миллиардов – это плюс 1% к цене потребителей. В разные годы мы можем получить из-за этих надбавок от 10 до 20% увеличения стоимости.

Таким образом, с одной стороны, результаты работы оптового рынка электроэнергии и мощности показывают, что нужно развивать как раз конкурентные механизмы, которые дают очевидный эффект по повышению эффективности того сегмента, где они внедряются. А, с другой стороны, к сожалению, в целом по факту имеем процесс ровно противоположный, тут есть о чём задуматься.

Что же будет дальше?

Проблема дальнейшего развития рынка в том, что последние годы мы пытаемся найти новые решения в некоем заданном контуре ограничений, который не меняется. В основном это политическая история, но её, к сожалению, поменять сложно, потому что уровень значимости этих процессов труднодосягаем для тех, кто работает в рамках отрасли. Она реализуется в ограничении роста цены для конечных потребителей и в обширной практике перекрестного субсидирования.

Рисунок 3.1.16. Ограничения для дальнейшего развития

Но есть и технологические ограничения. Например, неэластичность спроса, т.е. нечувствительность потребителей к цене на товар, обусловлена ситуацией безальтернативного энергоснабжения. Многие проблемы упираются в технологии управления электрическими режимами в единой энергосистеме и низкое качество информационно-учетных систем.

Оставаясь в этих ограничениях, мы обречены на «игру с нулевой суммой», т.е. по-простому говоря, перекладывание из одного кармана в другой той маржи, которая выделена регулятором в целом на отрасль.

Ситуация последних лет интересна тем, что наметились явные сдвиги в технологиях энергообеспечения – появляются альтернативные варианты на уровне конечного потребителя, сопоставимые по эффективности с централизованной энергетикой.

Рисунок 3.1.17. Рынок в электроэнергетике

Идея, отраженная на Рисунке 3.1.17, состоит в том, в том, что сейчас спрос неэластичный, а технологические изменения – прежде всего, распределенная генерация, как раз меняют ситуацию, делают спрос постепенно эластичным, т.е. потребитель при высокой цене находит иные способы собственного электроснабжения и снижает потребление из системы и тем самым дает ей стимулы на повышение эффективности. И это самый действенный способ сдерживания цены, когда не регулятор, а сам потребитель будет реагировать. На мой взгляд, с точки зрения организации рынка, это и будет ключевая трансформация ближайших лет.

Где можно искать решения для повышения эффективности электроэнергетики? Вот направления на Рисунке 3.1.18. Прежде всего, в минимизации перекрёстки и адекватном ценообразовании. Это если отталкиваться от текущей системы. Огромные резервы есть в повышении эффективности и экономии затрат. При этом, здесь основной нерешенный вопрос – как создать стимулы для этого. Особенно для монополий.

Рисунок 3.1.18. Направления для решений

Общесистемная оптимизация – там тоже есть, что обсуждать.

Инновационные технологические решения – в них пока много непонятного, весь мир активно работает в этом направлении. Уже очевидны достижения в малой генерации, в интеграции энергетики, IT и связи, в силовой электронике, в возобновляемой энергетике, в цифровых алгоритмах управления сетями. Близки окупаемые решения в технологиях аккумулирования электроэнергии, построении устойчивых и надежных микроэнергосистем, развитии мобильной энергетики. Решаются задачи интеграции разнородных и независимых энергоресурсов в общие платформы. Специфика инновационных решений – их высокая инвестиционная емкость, нужно решиться на затраты сейчас с тем, чтобы поменять работу системы в будущем. Но и в традиционной энергетике мы подходим к порогу необходимости больших инвестиций в обновление фондов, поэтому с этой точки зрения эти решения вполне конкурируют и должны сравниваться.

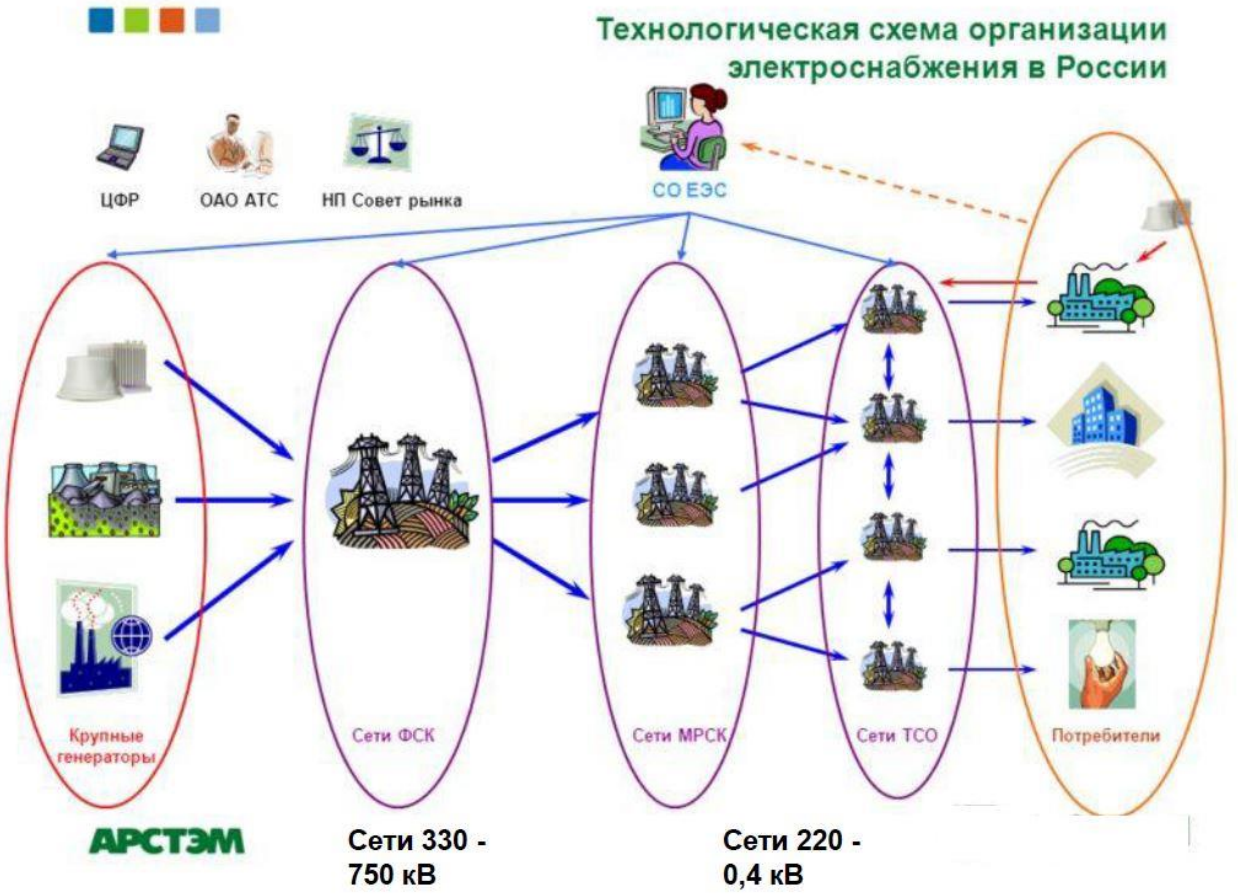
Еще одна перспектива – выход на новые рынки, которая будет нам доступна, если все предыдущее удастся сделать быстро, эффективно и может даже в чём-то опередить мир. Электроэнергетика как раз интересна тем, что несмотря на наше традиционное ощущение, что мы отстаём от развитых стран, в части электроэнергетики мы движемся очень даже в мировом темпе. Может быть, у нас ВИЭ медленнее развивается, но, в целом, происходящее у нас и в мире очень коррелирует. Поэтому есть шанс в энергетике успеть, потренировавшись на решении своих проблем, занять те очень огромные потенциальные рыночные ниши, которые открываются как в трансформации уже существующей мировой энергетики, так и в отношении стран, которые еще обсуждают вопросы электрификации. Поэтому у нас есть хорошие возможности. Главное – суметь ими воспользоваться! ●

Электрические сети и системы, прогнозирование и обоснование развития

д.э.н., проф. Хабачев Лев Давидович
Советник генерального директора АО «ЛОЭСК»

На Рисунке 3.2.1 показано, как организована система электроснабжения в России. Это сложный процесс.

Рисунок 3.2.1. Технологическая схема организации электроснабжения в России



Когда мы говорим об электроэнергетике, важно помнить о наличии существенных ограничений.

Сложность процесса производства, транспорта и распределения электрической энергии обусловлена:

- Спецификой электромагнитных свойств электроэнергии;
- Существенными различиями в технических и ресурсных характеристиках территориально удаленных генерирующих установок;
- Неравномерностью потребления электроэнергии во времени;
- Особенностями формирования режимов совместной работы электростанций и электрических сетей.

Эти ограничения очень сильно влияют на отрасль. Поэтому с учётом особенностей процессов производства, транспорта и распределения, с учётом невозможности хранения, накопления энергии, все эти процессы должны осуществляться под специфическим диспетчерско-технологическим управлением.

Если говорить об энергосистемах, то главный лозунг развития энергосистем практически во всех странах – это лозунг «Энергосистемы регионов, объединяйтесь!» Мы шутили: «Пролетарии всех стран, объединяйтесь!» Такой же у энергетиков лозунг – «Энергосистемы регионов, объединяйтесь!» Почему? Существует несколько системных эффектов объединения ЕЭС.

- Взаиморезервирование ЭЭС при аварийных выходах из работы генерирующих мощностей и объектов магистральных сетей;
- Совмещение графиков нагрузки территориально удаленных ЭЭС;
- Оптимизации режимов использования разнотипных генерирующих источников

В целом – снижение потребности в генерирующих мощностях, необходимых инвестиций на развитие ЭЭС и затрат на производство электро- и теплоэнергии.

Предположим, две региональные энергосистемы. Если они работают изолированно, то в каждой из них для обеспечения надежности энергоснабжения должен наличествовать обязательный резерв генерирующей мощности для ликвидации дефицитов мощности в аварийных ситуациях.

Причем, вероятность одновременного наступления крупных аварийных ситуаций в каждой из объединяющихся энергосистем очень мала. Соответственно, если мы сооружаем между энергосистемами линию электропередачи, то **при возникновении максимальной аварии в одной из энергосистем, мы можем воспользоваться резервом мощности другой**. И наоборот. И, в конечном итоге, мы можем сэкономить на инвестициях в установку резервов мощности в обеих энергосистемах. Это первое обстоятельство.

Второе обстоятельство: как только мы объединяем энергосистемы, у нас появляется **возможность оптимизировать режимы использования генерирующих установок**. А они, как мы уже говорили, обладают разными техническими характеристиками, и, что самое главное, они могут работать на принципиально разных энергетических ресурсах с разной ценой этих энергоресурсов. В конечном итоге, благодаря объединению энергосистем мы можем существенно снизить объем потребности в инвестициях и снизить затраты на производство электрической и тепловой энергии.

Еще раз повторяю, что этот процесс шел во всех странах. Но особенно ярко этот процесс шел в СССР. Почему? Общенародная

государственная собственность на объекты, на инвестиции, возможность централизованного управления инвестициями и той же самой собственностью, как и в плановой экономике – неизбежно при централизованном управлении возникает задача оптимизации использования имеющихся ресурсов. Рынок теоретически тоже способствует этому, но в рынке формально осуществлять процессы такой оптимизации значительно сложнее, чем в централизованной экономике.

Я не говорю о конечной эффективности этих процессов. В СССР шел поэтапно процесс создания единой энергосистемы Советского Союза. Она реально была создана от Иркутска до Мурманска. Функционирование этой единой энергосистемы, которую получила в наследство Россия, я не говорю о том, что где-то там маячил Казахстан, Средняя Азия, все это шло под единым диспетчерско-технологичным управлением.

Давайте только понимать, что, когда мы говорим об энергосистеме, об объединении энергосистем, когда мы говорим о единой энергосистеме, мы все-таки подразумеваем некую совокупность физических объектов, энергетических, которые находятся на соответствующем уровне диспетчерско-технического управления.

Почему это так важно? Централизованное диспетчерско-технологическое управление является важнейшей предпосылкой для формирования глобального оптового рынка на территории страны. О.Г.Баркин говорил о том, что на оптовом рынке все генерирующие установки мощностью более 25 мегаватт обязаны продать свою электроэнергию и мощность администратору торговой системы. А дальше уже идут процессы торговли электроэнергией и мощностью. Но, повторяю, именно в рамках единой энергосистемы появилась возможность создания глобального оптового рынка.

Сегодня в рамках единой энергосистемы на оптовом рынке у нас задействованы генерирующие мощности общей сложностью почти 240 миллионов киловатт. Причем, основная часть этих генерирующих мощностей сосредоточена в трех основных развитых зонах. Это, прежде всего, центр – Москва и окрестности – это промышленный Урал, и, наконец, Сибирь с ее запасами природных ресурсов и с базами потребителей, которые обеспечивают производство черных и цветных металлов. Наиболее энергоемкие потребители.

Плохо ли, хорошо ли, но на сегодняшний день у нас количество имеющихся генерирующих мощностей существенно превышает потребность в электроэнергии и в мощности. Как видите, у нас на сегодняшний день максимальная нагрузка в единой энергосистеме 155 миллионов киловатт. Это 2016-ый год. Установленная мощность 238 миллионов киловатт. Колоссальный запас мощностей. Даже с учетом ремонтов, с учетом того, что частично существуют ограничения на использования установленных мощностей. Тем не менее, имеются значительные неиспользуемые мощности.

Рисунок 3.2.2. Балансы мощности и электроэнергии ЕЭС страны в 2015-2016

Балансы мощности и электроэнергии ЕЭС страны в 2015-2016

ЛОЭСК

Баланс мощности на час годового максимума ЕЭС России 20.12.2016, МВт

Энергообъединение	Установленная мощность	Располагаемая мощность	Ремонтная мощность	Резерв	Нагрузка	Совмещенный максимум потребления	Сальдо перетоков + прием -выдача
ЕЭС России	238046	222953	21816	47972	153164	151070	-2095
ОЭС Центра	54042	53703	5390	13105	35208	35952	
ОЭС Средней Волги	27122	25892	2124	6610	17158	16774	
ОЭС Урала	51761	50582	5377	8103	37101	37444	
ОЭС Северо-Запада	23572	22532	1327	5769	15436	13652	
ОЭС Юга	20453	19620	2900	1982	14738	14467	
ОЭС Сибири	51910	41457	4423	8346	28688	28178	
ОЭС Востока	9187	9167	275	4057	4835	4603	

Баланс электрической энергии ЕЭС России за 2015 и 2016 годы.

Показатель	2015 год, млн. кВтч	2016 год	
		млн. кВтч	2016/2015 г., %
Выработка электроэнергии, всего	1 026 877,2	1 048 456,5	102,10
в т.ч.: ТЭС	614 126,7	614 351,8	100,04
ГЭС	160 170,5	178 306,1	111,32
АЭС	194 997,9	196 145,5	100,59
ВЭС	6,1	5,0	82,47
СЭС	7,3	71,7	
Электростанции промышленных предприятий	57 568,7	59 576,3	103,49
в т.ч.: ТЭС	57 312,1	59 324,0	103,51
АЭС	256,6	252,3	98,31
Потребление электроэнергии	1 008 250,8	1 026 855,9	101,85
Сальдо перетоков электроэнергии «+» – прием, «–» – выдача	-18 626,4	-21 600,6	

7

Хорошо это или плохо? Плохо, естественно, потому что в создание этих избыточных мощностей вложены огромные инвестиции. Достаточно сказать, что каждый киловатт мощности обходится минимум в 1,5 тысячи долларов. Считайте, во что нам обходятся неиспользованные мощности.

С другой стороны, мы имеем задел на перспективу. Мы имеем возможность, наконец, начать решать проблемы вывода из работы неэффективных, устаревших генерирующих мощностей и повышать эффективность нашей отрасли.

Другим следствием наличия избыточных мощностей, естественно, являются достаточно низкие коэффициенты использования установленных мощностей генерирующих объектов. На Рисунке 3.2.4 показаны коэффициенты использования мощностей в годовом разрезе по разным типам генерации.

Рисунок 3.2.3. Балансы мощности в часы прохождения годовых максимумов потребления в 2015 и 2016 годах

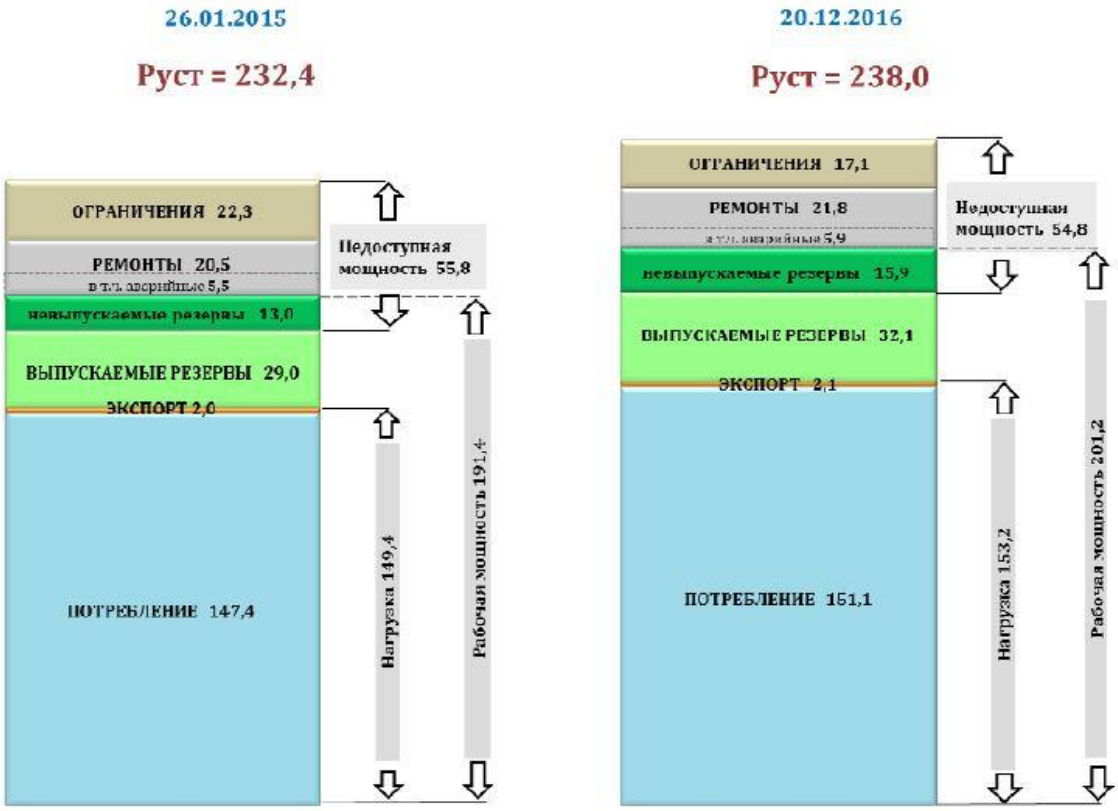


Рис.4.2.1. Балансы мощности в часы прохождения годовых максимумов потребления в 2015 и 2016 годах

Напечатано с сайта АО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

Рисунок 3.2.4. Коэффициенты использования установленной мощности

Коэффициенты использования установленной мощности электростанций ЕЭС России и ОЭС в 2015 и 2016 годах

%

	2015 год					2016 год				
	ТЭС	ГЭС	АЭС	ВЭС	СЭС	ТЭС	ГЭС	АЭС	ВЭС	СЭС
ЕЭС России	47,21	38,29	84,65	6,75	8,43	46,66	42,39	81,38	5,25	13,13
ОЭС Центра	38,07	18,09	89,10	-	-	40,42	21,87	79,36	-	-
ОЭС Средней Волги	36,30	34,84	93,46	-	-	35,58	35,29	95,66	-	-
ОЭС Урала	58,47	42,67	80,32	1,56	2,14	56,43	35,53	64,58	4,89	12,91
ОЭС Северо-Запада	38,84	49,04	73,31	4,31	-	42,62	51,39	75,36	2,82	-
ОЭС Юга	51,12	37,00	76,70	15,44	-	51,94	41,57	91,08	9,28	-
ОЭС Сибири	49,89	39,87	-	-	14,33	45,57	44,97	-	-	13,75
ОЭС Востока	50,91	34,56	-	-	-	45,46	45,88	-	-	-

Естественно, что самый высокий уровень использования мощностей у атомных электростанций. Совершенно ясно: если мы построили атомные электростанции, их надо максимально грузить из-за дешевизны энергии. Но, в результате, это сказывается на весьма низкой загрузке тепловых электростанций.

Рисунок 3.2.5. Централизация режимного управления в ЕЭС

Прежде чем перейти к вопросу, какова методология прогнозирования и обоснования развития, мне хочется сказать, что мы действительно имеем уникальную ситуацию с централизацией объединения энергосистем в рамках единой энергосистемы. И, соответственно, формирования соответствующего оптового рынка. В этом плане мы достаточно сильно отличаемся от других стран. Вот пример Европы – см. Рисунок 3.2.6. У нас, напомню, производство электроэнергии чуть больше триллиона киловатт-часов, в Европе – три с половиной киловатт-часов. Но здесь нет единого объединения, здесь существует энное количество зональных объединений. На базе этих зональных объединений построены соответствующие рынки электроэнергии и мощности, взаимодействующие между собой. Соответствующее диспетчерское управление в рамках зон, которые опять же диспетчеры взаимодействуют между собой по поставкам мощности электроэнергии.

Рисунок 3.2.6. Электроэнергетика Европы

Примерно такая же картина в Штатах, где также нет единой энергосистемы, где также существуют зональные объединения и зональные рынки. Посмотрите на Рисунок 3.2.7. По потреблению цифры, вы видите, еще больше и более впечатляющие.

И, наконец, для понимания, Китай – см. Рисунок 3.2.8. Китай развился за последние десятилетия фантастическими темпами. Видите, объем производства электроэнергии. Там тоже существуют зональные рынки, но что сделало государство? Для того, чтобы относительно надежно функционировали все рынки на территориальных зонах Китая, были вложены фантастические деньги, причем, это государственные деньги, в создание опорного костяка энергосистемы Китая. В виде линий электропередачи переменного тока, тысяча киловольт и, соответственно, постоянного тока плюс/минус 750 киловольт.

Работа в этом плане соответствующим образом продолжается. Но еще раз повторяю, что нам приходится идти своим путем, потому что нам досталась в наследство единая энергосистема, соответствующий оптовый рынок. Все те проблемы, которые уже обозначал О.Г.Баркин, нам надо будет решать и повышать эффективность и единой энергосистемы с ее избыточными мощностями и, соответственно, оптового рынка.

Рисунок 3.2.7. Электроэнергетика США

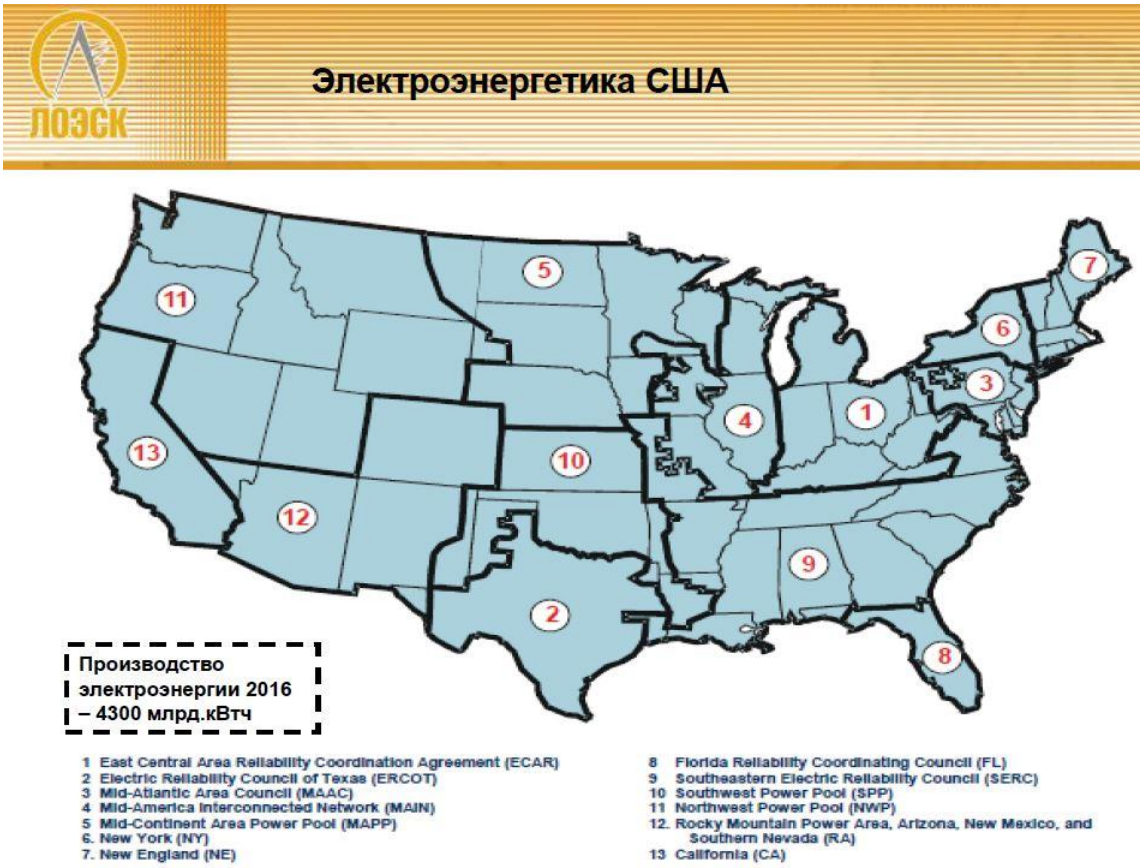


Рисунок 3.2.8. План по развитию электроэнергетики Китая-2020

Теперь, а почему так важно заниматься у нас прогнозированием и обоснованием развития энергосистемы? Если взять статистические данные Минэнерго, то ежегодно мы, начиная где-то с 2010-го года, вкладывали инвестиции в электроэнергетику, на развитие генерации электрических сетей где-то от одного триллиона и сейчас примерно 800 миллиардов рублей. Что это такое? Достаточно сказать, что годовой бюджет такого города, как Санкт-Петербург – это 450 миллиардов рублей (бюджет 2017-го года).

Если же брать всю нашу электроэнергию, то стоимость электроэнергии, которая поставляется потребителям, в этом году составит, наверное, 4 триллиона 300 или 4 триллиона 500 миллиардов рублей. И 800 миллиардов рублей мы тратим на инвестиции. Надо совершенно четко понимать, кто обеспечивает эти инвестиции. Эти инвестиции обеспечиваем мы как потребители. Это все идет из нашего кармана. Соответственно, повышение эффективности прогнозирования и обоснования развития – это вопрос, в конечном итоге, экономии затрат потребителей, повышение эффективности использования электрической энергии.

Кстати, это касается не только электроэнергетики. Мне хочется, чтобы вы понимали, что рассказываю я о системном подходе к прогнозированию и обоснованию. Почему задача прогнозирования и обоснования является сложной, и какие исходные условия определяют решение этой задачи, прежде всего, в электроэнергетике? Примерно то же самое и в газоснабжении.

- **Огромная капиталоемкость** отрасли и **значительная длительность инвестиционных циклов**. Словосочетание «инвестиционный цикл» надо запомнить. Инвестиционный цикл – это количество времени, которое потребуется для того, чтобы в какой-то момент вы задумали реализовать некий инвестиционный проект и время до ввода соответствующего объекта в промышленную эксплуатацию. Что внутри? Внутри технико-экономическое обоснование, проектирование, огромные согласования и так далее. Строймонтаж, поставки и так далее.

Для атомной электростанции минимум 15 лет. Для крупной гидростанции типа Саяно-Шушенской ГЭС этот инвестиционный цикл может составить 20 лет. Если вы хотите построить объект распределенной генерации или ветроустановку, наверное, 3-4 года тоже надо иметь для этого. Соответственно, когда мы говорим о прогнозировании и обосновании, мы говорим о длительности периода вперед, куда мы должны заглядывать. Для того, чтобы построить атомную электростанцию, скажем, в Крыму, на какой год нам надо взглянуть сегодня? На 2035-й год.

- **Тесная взаимосвязь решений по структуре**, размещению и срокам сооружения и реконструкции объектов генерации **с условиями обеспечения энергетическими ресурсами** и развитием магистральных сетей. Это следующее условие, которое возникает у электроэнергетиков. Что там творится с

системными связями? Обойдемся ли мы существующими, или надо построить новые? Мы должны видеть всю энергосистему, причем на те сроки, о которых мы уже говорили – в зависимости от инвестиционного цикла обосновываемых решений.

- Понятно, что для нас, электроэнергетиков, очень важное значение имеет **многовариантность решений**. Может быть, сейчас немного стало проще в этом деле. У нас невысокие темпы роста потребления. У нас уже в значительной мере понятно, где и какие ресурсы использованы. Хотя на нас надвигаются те же самые возобновляемые источники. Буду специально говорить о распределенной генерации. Все равно остается проблема многовариантности.

- И, наконец, исключительно важный момент. Как только мы говорим об основаниях, мы должны понимать, что электроэнергетика – особая отрасль с точки зрения **требований к ней по надежности и производству, поставок электроэнергии мощности**. Сколько стоит сегодня киловатт-час, поставляемый конечному потребителю? Он колеблется в диапазоне от 3,6 рублей до 6 рублей за киловатт-час. Это то, о чем говорил О.Г. Баркин. Это и генерация, это и магистральный транспорт. Сколько может потерять потребитель, если ему будет недопоставлен этот киловатт-час? Он может потерять от 30-50 до 150 рублей за киловатт-час в зависимости от характера технологического процесса, в зависимости от специфических особенностей выпускаемой продукции. Поэтому во всем мире к электроэнергетике предъявляются высочайшие требования к надежности энергоснабжения. У нас, в среднем, перерывы энергоснабжения допускаются не более 30 часов в году. 30-35 часов в году — это по-крупному.

Естественно, это для **потребителей третьей категории надежности**, то есть самых простейших, к которым относимся и мы. А если же есть потребитель с более высокими категориями, там особые требования.

С чем мы сталкиваемся при прогнозировании и обосновании решений по развитию?

1. Необходимость моделирования режимов работы ЭЭС для оценки эксплуатационных затрат. Если мало-мальски серьезная задача для развития какой-либо энергосистемы или объединений энергосистем, то, заглядывая вперед, нам надо, для того, чтобы правильно оценить эксплуатационные затраты, затраты на производство электроэнергии, уметь моделировать энергетические и электрические режимы работы энергосистемы. Снова повторяю, это необходимо, потому что мы смотрим режимы принципиально разных типов генераций на разных видах энергоресурсов.

2. Необходимость дифференциации уровней обоснования решений по уровням ЕЭС и ОЭС страны и региональных

энергосистем. Еще один исключительно важный момент для любой отрасли, в частности, для газоснабженцев, для нефтяников: обосновываемые решения надо дифференцировать по уровням принятия решений. Что я имею в виду? Мы имеем дело с совершенно разными типами энергетических объектов с разной длительностью инвестиционных циклов и с разным влиянием этих объектов на тот или иной уровень энергосистем. Где-то мы при обосновании должны рассматривать уровень единой энергосистемы. Например, это, в первую очередь, размещение атомных станций и других крупных электростанций или сооружение каких-то очень крупных межсистемных связей.

А если мы обосновываем какую-то маленькую ТЭЦ или развитие распределительной сети, естественно, нам не надо залезать на уровень единой энергосистемы. Мы обойдемся своей региональной энергосистемой, а в некоторых случаях – энергосистемой муниципальных образований, то есть электрическими сетями муниципального образования.

1. Принятие инвестиционных решений по развитию ЭЭС в итеративной схеме взаимодействия государственных органов власти и хозяйствующих субъектов. Это момент, на который вы должны обращать внимание и внутренне в себе держать. Ведь для чего мы занимаемся прогнозированием и обоснованием? Мы прогнозируем и обосновываем инвестиционные решения, то есть что, в конечном итоге, должно войти в подлежащую реализацию инвестиционной программы хозяйствующих субъектов. Но как только вы сформировали некую инвестиционную программу хозяйствующего субъекта, газпромовскую, Росатома, ОГК-2 или ФСК, или какой-то территориальной сетевой организации, вы неизбежно при утверждении ваших инвестиционных программ, инвестиционных решений столкнетесь с государственными органами власти. Потому что все наши инвестиционные решения, все наши инвестиционные хотелки – это часть государственного ценового регулирования. Соответственно, **представлять, кто, где, что, как согласует** — это важнейший момент нашего понимания процессов, которые происходят в реальной жизни.

Я уже сказал, что, если говорить об электроэнергетике, у нас есть два уровня обоснования решений. Посмотрите на Рисунок 3.2.9.

Рисунок 3.2.9. Общая схема разработки и обоснования решений по развитию ЕЭС России

Там, где мы имеем дело с обоснованием объектов, влияющих на топливные балансы регионов или даже страны, с длительными инвестиционными циклами, с возможностью объединения энергосистем, то обоснование этих объектов мы должны осуществлять на уровне единой энергосистемы. Как выглядит принципиальная схема обоснования? Посмотрите на Рисунок 3.2.9. С чего все начинается? Я упомянул, что главное требование к электроэнергетике с точки зрения производства, транспорта, распределения продукции – это обеспечение надежности доставки электроэнергии и мощности конечному потребителю. И, соответственно, государство в этом плане устанавливает правила игры в виде так называемой **балансовой надежности**. То есть, сколько надо иметь резервов на уровне единой энергосистемы, объединенных энергосистем? Какие должны быть требования к пропускной способности межсистемных связей? Межсистемные связи – это связи 330-750 киловольт, которые могут передавать по одной цепи от 600 до миллиона 800 тысяч киловатт, то есть это огромные перетоки.

Мы должны обеспечить не только перспективность баланса. Мы должны, проектируя, обосновывая, занимаясь прогнозом, гарантировать, что будет и надежность текущей эксплуатации. А что такое надежность текущей эксплуатации в энергосистемах? Особенно на уровне единой энергосистемы и объединенных

энергосистем. Это, с учетом особенностей электрических режимов работы сетей и, соответственно, генерации, – так называемая **статическая и динамическая устойчивость**. Причем, которая должна обеспечивать и при аварийных выходах генерирующих установок оборудование на них, и при отключении отдельных элементов сети. Сложнейшие электрические расчеты.

И, наконец, то, что более-менее понятно: когда мы закладываем решение по схеме, по оборудованию, то в любом государстве существуют некие нормы, правила и по техническим характеристикам соответствующего оборудования и установки, и требования к организации их эксплуатации.

Дальше. Государство участвует в прогнозировании будущего спроса на электрическую энергию и мощность на территории страны и субъектов федерации. Потому что именно с этого прогнозирования спроса начинается прогнозирование развития систем и обоснование соответствующих решений.

Я говорил о том, что у нас сегодня колоссальная избыточность энергобаланса. А почему? Потому что в 2007-ом году, реформируя, думая о соответствующих механизмах финансирования развития новых генерирующих мощностей, разработали некую программу развития со спросом, где предполагалось, что наше развитие до 2020-го или до 2025-го года будет осуществляться с темпом роста потребления 4-5 процентов в год. Что мы имеем в последние 7-8 лет? Мы имеем, в лучшем случае, 1-1,5 процента, либо имеем нулевой рост. А проекты были сделаны, инвестиции начались. Мало того, под инвестиции в энергетические объекты пошли развиваться соответствующие отрасли электро- и энергомашиностроения. То есть заработал колоссальный механизм, который остановить было очень трудно. Результат, может быть, тяжелый с точки зрения эффективности, но это пример того, какая ответственность лежит на все нас, когда мы занимаемся вопросами прогнозирования и обоснования.

Непосредственно прогнозирование и обоснование идет в некоем **комплексе работ по перспективному развитию**.

Рисунок 3.2.10. Состав работ по перспективному развитию ЭЭС

Состав работ по перспективному развитию ЭЭС

Виды работ	Длительность перспективы, лет	Частота выполнения	Состав обосновываемых решений	Методы разработки и обоснования решений
Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики	15 лет	1 раз в 3 года	Состав, размещение, объемы и сроки сооружения крупных ГЭС и АЭС, Схемы, основные параметры и сроки сооружения дальних электропередач	Оптимизация в составе ТЭК страны
Схема и программа развития Единой энергетической системы России. (схемы развития средств и систем ПАА)	7 лет	ежегодно	Объемы и сроки необходимого ввода новых генерирующих мощностей в регионах страны Схемы, основные параметры и сроки сооружения объектов магистральных электрических сетей	Вариантное схемное проектирование
Схемы и программы развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации;	5 лет	ежегодно	Схемы, основные параметры и сроки сооружения объектов распределительных электрических сетей 110 (35) – 220 кВ	Вариантное схемное проектирование

В электроэнергетике три основных вида работ, привязанных к тому, о чем я говорил. Фактически к длительностям инвестиционных циклов и крупности объектов. Первый вид работ – так называемая **генеральная схема размещения объектов электроэнергетики**. Задача этой работы – заглянуть минимум на 15 лет, посмотреть, как формируется топливно-энергетический баланс страны, и сформировать некие предложения, рекомендации по размещению объемов сооружения, сроков сооружения крупных ГЭС, которых практически не осталось, и атомных станций. Атомные станции у нас достаточно активно лоббируются и идут. И, естественно, что при этом, смотрится схема и возможность сооружения дальних передач. Причем, не только внутри страны, но и с другими странами. Неизбежно вы придете к тому, что будут восстанавливаться связи с Европой. У нас по-настоящему объединится Сибирь и европейская часть. Привяжется в какой-то момент Дальний Восток. Это сейчас кажется, как это далеко и долго. Ничего подобного. Время летит исключительно быстро.

У нас в Москве есть Институт энергетических исследований РАН под руководством академика А. А. Макарова, который в процессе выполнения этой работы смотрит весь топливно-энергетический баланс, место электроэнергетики в этом топливно-энергетическом балансе, и моделирует влияние электроэнергетики на предлагаемых к размещению сооружений, объектов, на формирование этого топливно-энергетического баланса.

Вот мы по-крупному определились. А дальше появляется так называемая **схема развития единой энергетической системы**. Ежегодно выполняемая работа на перспективу 7-10 лет. Три задачи этой работы.

Задача номер 1 — уточнить потребность в сроках и в объемах ввода тех крупных объектов, которые были намечены.

Задача номер 2. Главная задача – разобраться с развитием магистральных сетей. Это очень капиталоемкие объекты. Достаточно динамичное развитие этих объектов. Крым потребовал гигантских усилий, в том числе, и по развитию магистральных сетей. Это задача обосновывать сколько, где, с какими параметрами. Это задача единой энергосистемы.

Задача номер 3 — очень любопытная, полурыночная задача. Мы разобрались с гидростанциями, с атомными станциями, с магистральными сетями, но где-то в каких-то зонах, узлах у нас остались дефициты мощности. И там могут размещаться тепловые станции на органическом топливе. Генерирующие компании видят: в этом месте нужен такой-то объем в такие-то сроки. Соответственно, здесь, если говорить о прошедшем периоде, и появлялось место для использования, для конкуренции между генерирующими компаниями: кто предложит относительно самый дешевый объект при его реализации через механизм договора предоставления мощности.

Снова повторюсь, что такое механизм ДПМ. Мне, генерирующей компании, выступающей в качестве инвестора (например, компании «Газпром» или «Квадра», или другой генерирующей компании), говорят: дорогой, заявляйся, если ты предложишь по самым низким показателям, то мы тебе гарантируем оплату этой поставляемой мощности электроэнергии с оптового рынка. Причем, мы гарантируем при хорошей ставке возмещения инвестиционного капитала – 14%. Потрясающая ставка. Мало того, мы беремся тебе оплачивать твою мощность, которую ты еще не поставил. 10 лет мы будем тебе платить с оптового рынка. То есть это механизм обеспечения возврата инвестиции.

Я утрирую, я примитивизирую, но идея примерно такая.

И, наконец, опускаемся на землю. Очень важные работы для субъектов РФ. Это **схемы и программы развития электроэнергетики субъектов РФ**. Сегодня, к сожалению, эти работы сводятся к обоснованию решений по размещению, по объемам, по параметрам и срокам сооружения объектов электрических сетей 10-220 киловольт. Это очень важные работы. Почему я говорю «очень важные»? Об этом, может быть, надо было сказать чуть пораньше, что важнейшая роль перспективных работ в нынешних условиях отвечает не только на вопросы: где, что, когда? Это и информация для органов власти разных уровней для включения этих объектов в схемы территориального планирования. Что это такое? Это значит, что включение этих объектов в схему территориального планирования гарантирует

получение трасс и площадок для размещения объектов. Это исключительно важная и очень болезненная тема.

Почему я немного с грустью говорю о схемах и программах развития субъектов РФ? У нас сегодня по-настоящему эти схемы и программы не увязаны со схемами теплоснабжения на территории РФ. Давайте мы чуть-чуть попозже поговорим на эту тему. Но сегодня мы находимся в ситуации, когда именно реформирование теплоснабжения является, может быть, одной из актуальнейших задач для нас, электроэнергетиков. Это касается не только электроэнергетиков, это касается тех же газовиков.

С чего начинается прогнозирование? Любое прогнозирование начинается с поиска информации. На Рисунке 3.2.11 достаточно упрощённо показаны источники информации.

Рисунок 3.2.11. Источники информации

Если говорить об электроэнергетиках, где можно найти отчетную информацию? Нас интересуют три вещи: максимальные нагрузки, потребление электроэнергии желательно с разбивкой по категориям потребителей и привязкой к территориям, графики нагрузки. Куда мы бежим? Мы бежим в три места. Мы бежим в диспетчерско-технологическое управление. Дальше мы идем в органы статистики, потому что худо-бедно, но все-таки нынешняя госстатистика владеет формами по потреблению энерго- и теплоэнергии хозяйствующими субъектами. И, наконец, третье

место, где мы какую-то интересную информацию можем получить, – электросбытовые компании.

А если говорить о перспективе, кто обладает информацией о перспективе? Во-первых, обладают сетевые компании. Чем они обладают? Сетевые компании обладают так называемыми заявками на технологическое присоединение. То есть в каком месте, какой потребитель с какой мощностью хочет присоединиться к сети. Второй источник информации – это органы власти и на федеральном, и на региональном уровне, которые занимаются экономикой, промышленностью и хозяйственной деятельностью. Соответственно, к ним тоже приходят потребители: мы хотим в вашем регионе такую-то площадку, такую-то зону, у нас такие-то характеристики. Поэтому, знайте, что надо всегда работать вместе с соответствующими органами.

Важнейший источник. Кто лучше всех знает показатели будущих объектов? Лучше всех знают проектные организации, работающие в соответствующих отраслях. Если нам стало известно о том, что в этом месте появится металлургический комбинат, мы тут же бежим в «Гипромез» и говорим: расскажи, что это за комбинат, сколько у него будет продукции, сколько потребления, какой график работы, как вы решаете вопросы электроснабжения и так далее.

И последнее место, где также можно получать информацию сегодня — в большинстве крупных хозяйствующих субъектов есть некие отделы, группы, департаменты перспективного планирования, стратегического планирования. Даже у крупных компаний, которые занимаются жилищным строительством, тоже есть такие подразделения. И туда надо ходить, и разговаривать с ними. То есть главная задача перспективщика – это ушки на макушке и глазами вращать на 720 градусов в поисках информации.

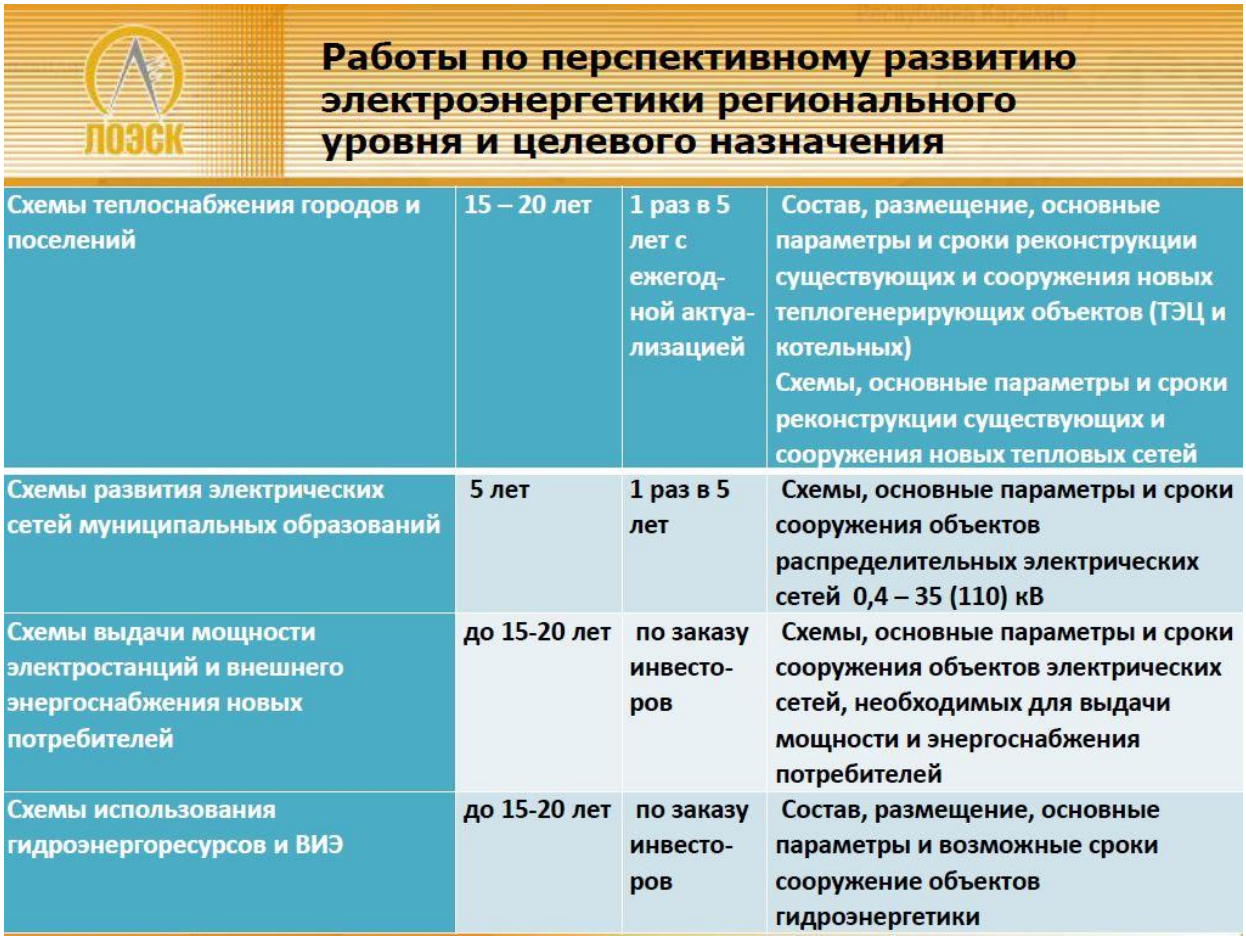
Мы говорили про уровень единой энергосистемы. Крупная надежность, системная надежность обеспечивается, конечно, на уровне единой энергосистемы и объединенных энергосистем. Если мы делаем схемы и программы развития электроэнергетики на уровне регионов, занимаемся распределительными электрическими сетями — две важных вещи, так же, как в основных сетях. Это всевозможные нормы технологического проектирования, правила устройства электроустановок, правила эксплуатации электрических сетей и электростанций, то есть, нормативные документы для проектировщиков и для эксплуатантов.

А для проектировщиков, перспективщиков что важно? Какие у конкретного потребителя требования к надежности энергоснабжения. Я говорил о том, что потребители делятся с точки зрения надежности электроснабжения на три категории. Первая, где и мы, там могут недопоставлять электроэнергию 24 часа в сутки. Вторая категория, где уже два источника должно быть, и третья категория, где вынь да положь бесперебойное энергоснабжение. Это надо учитывать при разработке схемы и программ развития.

Рисунок 3.2.12. Общая схема разработки и обоснования решений по развитию региональных ЭЭС

Посмотрите на Рисунок 3.2.12 – справа то, о чем я говорил. Это особенно важно именно на региональном уровне. **Схемы территориального планирования городов и поселений**. Теснейшая связь, теснейшее взаимодействие с соответствующими органами власти, которые организуют разработку схем территориального планирования. Все-таки сейчас законодательно от городов, районов требуют разработку систем теплоснабжения, значит, обязательно надо об этом помнить, потому что там могут появляться и новые потребители, меняться электрические нагрузки и, самое главное, может появляться распределенная генерация. Когенерация.

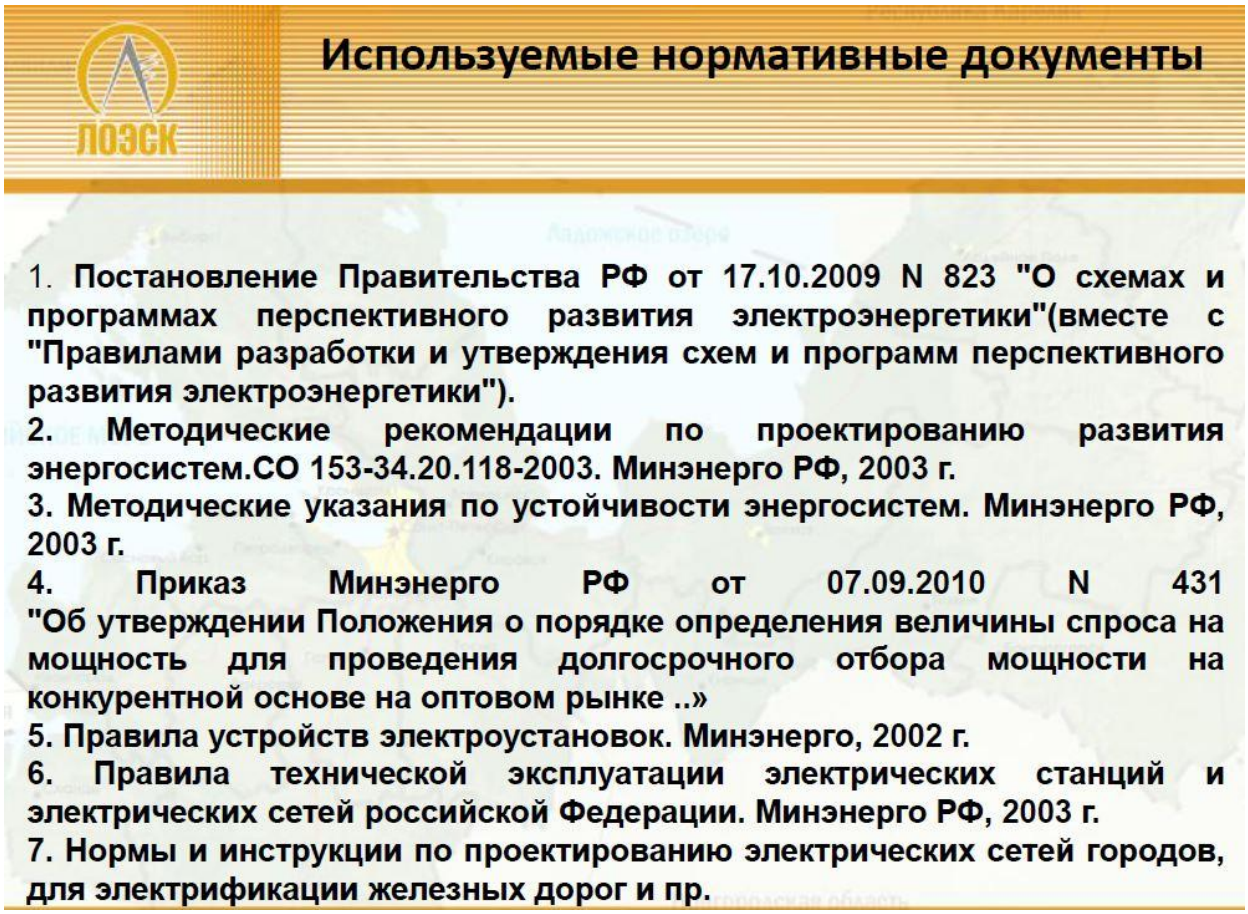
Рисунок 3.2.13. Работы по перспективному развитию электроэнергетики регионального уровня и целевого назначения



Я вам рассказывал об основных работах, то есть это схемы размещения объектов, это схема единой энергосистемы, это схемы и программы развития электроэнергетики субъектов РФ. На самом деле, перспективных работ может выполняться и нужно выполнять значительно больше, но по потребности. На первом месте – мне надо видеть, как будут развиваться муниципальные сети Одинцовского района Московской области. Почему? Опять схемы территориального планирования.

Как только мы хотим соорудить новый энергетический объект или появляется новый потребитель, возникают задачи внешнего энергоснабжения потребителей и, соответственно, схемы выдачи мощности генерирующих установок. Схемы использования гидроэнергоресурсов. Работы, которые сейчас на глазах увеличивают свою актуальность. Молодые нефтегазовики, молодые энергетики, я не устаю повторять во время чтения лекций в политехническом университете, что сегодняшний энергетик, технарь ли, экономист ли, он одновременно должен быть юристом. Отнеситесь к этому предельно серьезно. Потому что можно строить какие-то либо проекты, делать какие-либо обоснования перспективной работы, но если вы не знаете нормативных основ, если вы не знаете механизмов реализации, которые также предполагают знания нормативных документов, то грош вам, извиняюсь, цена.

Рисунок 3.2.14. Используемые нормативные документы



На Рисунке 3.2.14 представлен минимум миниморум для перечня тех работ и соответствующих обоснованных решений, нормативных документов, которые надо знать.

Возвращаюсь к той мысли, которую я уже озвучил: для чего мы занимаемся прогнозированием и обоснованием. Мы занимаемся этим для того, чтобы появились рекомендации: куда, где, когда вкладывать деньги, инвестиции. И второе, для того, чтобы на этой основе сформировались инвестиционные программы хозяйствующих субъектов. А вот тут очень важно понимать, куда мы пойдем утверждать наши инвестиционные программы. Я говорил про взаимодействие с органами власти.

Вот схема организации утверждения инвестиционных программ – см. Рисунок 3.2.15. Слева – перспективные работы. Атомные станции, гидростанции, дальние межсистемные связи. Они выходят на уровень Правительства РФ. Это очень крупные решения. Причем, надо понимать: мы всегда говорим, что мы занимаемся эффективностью. На самом деле, когда это попадает в органы власти, то очень многие решения определяются двумя вещами.

Рисунок 3.2.15. Схема организации утверждения инвестиционных программ

Первое: политическими причинами. Второе: отчаянным лоббированием хозяйствующих субъектов. Не буду дальше раскрывать эту тему, но надо понимать, что существует вот этот дисбаланс, несоответствие наших «хотелок», чтобы все было красиво и эффективно. Жизнь очень часто уводит соответствующие решения с нашей точки зрения в неэффективную зону. Но с этим просто надо разбираться, понимать, что так устроена жизнь.

Магистральные сети – это уже уровень Минэнерго. Везде, конечно, присутствует ФАС как ценовой регулятор в настоящее время. И уровень субъектов РФ. А справа вы видите перечень хозяйствующих субъектов, чьи инвестиционные программы формируются на основании наших работ и утверждаются.

Рисунок 3.2.16. Основные положения обоснования развития магистральных электрических сетей (основной сети ЕЭС)

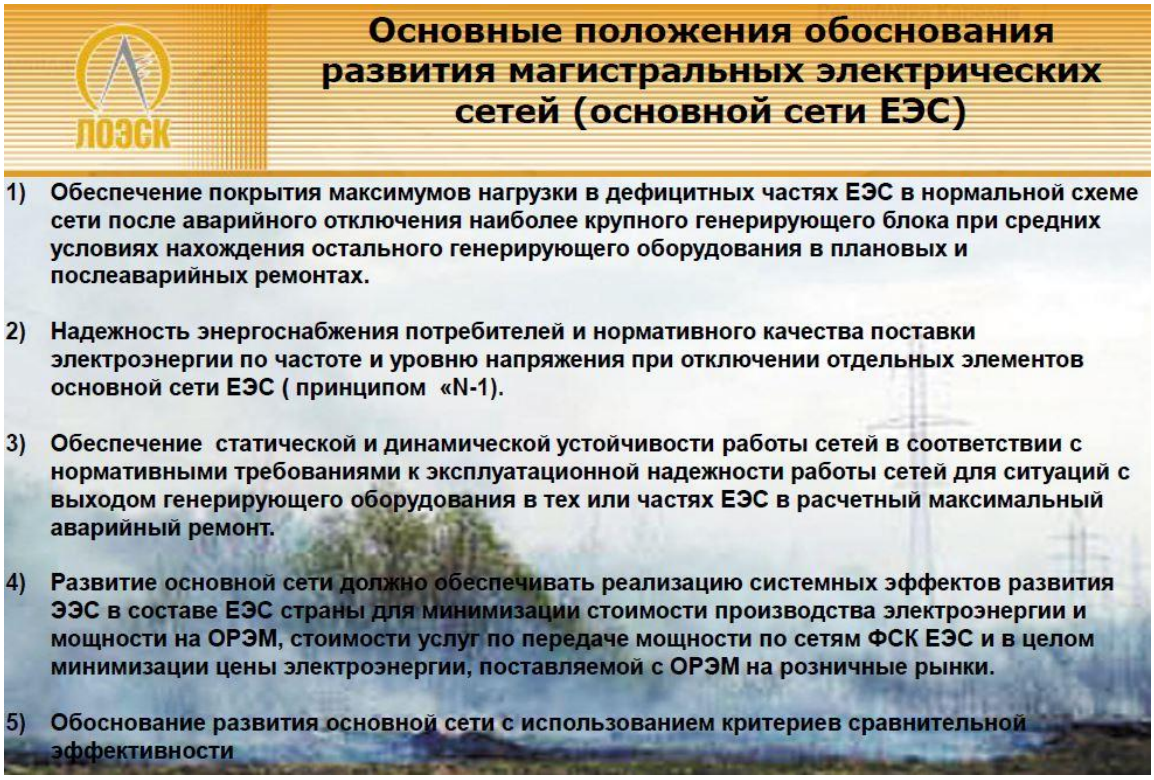


Рисунок 3.2.17. Основные положения обоснования развития распределительных электрических сетей

Я хочу обратить внимание на то, что вас ждет впереди. Одно из важных направлений – разработка принципов формирования и рыночных механизмов обоснования и реализации инвестиционной политики в отрасли в условиях:

- Необходимости массовой реконструкции отработавших срок службы блоков АЭС и объектов крупной генерации на органическом топливе.

У нас на глазах нарастают объемы необходимой реконструкции крупной генерации. И сегодня нет решения, где взять источник финансирования этой реконструкции. Очень серьезная проблема.

- Осуществления реформирования региональных систем теплоснабжения с ростом объёмов распределённой малой генерации (когенерации) – изменения в 190-ФЗ.

Не знаю, в курсе вы или нет, что на днях Госдума приняла в третьем чтении изменения в закон о теплоснабжении. Можно сказать, что это революционные изменения в законе по теплоснабжению по двум вещам. Первое: появилась цена на теплоэнергию, которую можно в какой-то мере считать рыночной через так называемую замещающую котельную, альтернативную котельную. И второе, что в этих условиях начинает по-новому смотреться, – механизм так называемых единых теплоснабжающих организаций, что особенно важно для мегаполисов, когда хозяйствующий субъект с наибольшей долей теплоснабжения начинает заниматься оптимизацией схемы распределения нагрузки. Потому что страшная проблема – это взаимодействие генерирующих компаний, обладающих ТЭЦ, и региональных теплоснабжающих организаций со своими котельными, где есть драка за потребителей и неэффективная загрузка соответствующих мощностей.

- Существенного увеличения доли объектов ВИЭ в энергобалансах ЭЭС, перехода к использованию систем управления спросом потребителей на электроэнергию. Последнее, что на глазах возникает, это действительно проявление реального интереса власти к ДПМ и, что самое главное, создание механизма дальнейшей их поддержки. Мало того, что уже ДПМ распространены на объекты возобновляемой генерации. Уже появился проект Дворковича по изменению в законодательстве, в правилах оптового рынка, в правилах утверждения инвестиционных программ, которые являются очень мощными стимулами ускоренного развития возобновляемых источников.

Есть куча проблем, где были нужны ваши головы – например, показанные на Рисунке 3.2.18. Важно, чтобы власть обратила на них внимание, особенно в условиях появления распределенных генераций при реформировании теплоснабжения. Раз у нас нормальные цены, тарифы на тепло, у нас появляется возможность эффективно вкладывать инвестиции, возвращать инвестиции в перевод котельных по генерации. Это

распределенные генерации вместе с возобновляемыми источниками, они требует пересмотра подходов к развитию распределительных сетей. Возникают вопросы оценки надежности, моделирования всего этого дела. У нас нет нормативной основы, у нас нет соответствующих показателей надежности. В общем, ребята, море работы для вас.

Рисунок 3.2.18. Проблемы и направления будущей работы

У нас, как это ни печально, разрушена существовавшая в Советском Союзе мощнейшая система прогнозирования с 29-ю подразделениями института «Энергосетьпроекта» в каждом регионе. Сейчас все это разрушено. Наконец-то начинают появляться проекты нормативных документов. В частности, проект изменения в 35-ом законе об электроэнергетике, где предполагается воссоздание этой системы. Очень желательно, чтобы хотя часть из вас участвовала в этом процессе.

И последнее. Я сделал список наиболее актуальных источников информации по проблемам прогнозирования и обоснованию развития в электроэнергетике:

1. 35-ФЗ «Об электроэнергетике».
2. Современная рыночная электроэнергетика России. Учебное пособие. НП «Совет рынка», 2012 г.
3. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. Под. редакцией С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. М. Энергоатомиздат, 1985 г.
4. Справочник по проектированию электрических сетей. Под редакцией Д.Л. Файбисовича. М., ЭНАП, 2012 г.
5. Сайты Минэнерго РФ, ФАС России, АО «СО ЕЭС», ПАО «Россети», ПАО «ФСК ЕЭС» и других энергетических компаний.

Источников мало. Вам надо работать в этом направлении и, конечно, лазать по сайтам, добывать информацию.

Ребята, запомните: каждому из нас в жизни дается не более 3-5 выборов. Неважно, ты выбираешь, или тебя выбирают. Самое главное – ты должен быть готов к этому выбору. А быть готовым – значит постоянно расти.

И второе правило, очень важное: не завидовать.

Спасибо вам огромное и удачи.

Тепловая генерация, теплоснабжение, когенерация

Тазин Сергей Афанасьевич,
Член совета директоров компании «Квадра»

Тема нашей лекции – производство электрической энергии на тепловых электростанциях, комбинированное производство электрической и тепловой энергии на тепловых электростанциях и теплоснабжение. Учитывая ваш разносторонний опыт, я постараюсь сделать лекцию как можно более понятной для всех. Особенно для людей, которые не имели специальной технической подготовки или опыта работы в электроэнергетике. Мы охватим три темы.

Часть 1. Производство электрической энергии на тепловых электростанциях

Тепловая генерация является основным средством производства электроэнергии, то есть основная часть электростанций относятся к тепловой генерации. Более 60% электроэнергии в мире производится на тепловых электростанциях. Что такое тепловая электростанция? Это электростанция, которая работают на органических видах топлива или получают энергию в виде тепла от внешних природных источников. Например, тепловые станции, которые работают от солнца. Они потребляют энергию солнца, нагревают воду до состояния пара, а затем этот пар вращает турбину. Геотермальные станции также являются тепловыми. Косвенно можно и атомные станции отнести к тепловым. Практически тот же самый цикл, но там вместо источника не органическое топливо, а уже ядерное.

- Тепловые электростанции во многих странах мира занимают значительную часть в производстве электрической энергии – более половины. За исключением, если взять из крупных стран, Франции, где атомная энергетика составляет 70% производства электроэнергии, и Украины, где порядка 52-55% электроэнергии производится на атомных электростанциях. В России тепловая электроэнергетика составляет порядка 70%.

Тепловые станции можно также разделить по типам. Самый распространенный тип – это станции, которые **работают на паросиловых блоках**, с классической, самой старой компоновкой: котел, паровая турбина, генератор. Также в настоящее время имеется большое количество тепловых станций, **которые работают на двигателях внутреннего сгорания**. Это газовые турбины и газопоршневые двигатели. О газовых турбинах мы отдельно поговорим. Газопоршневых я касаться не буду. Это цикл дизеля, в котором вместо дизельного топлива используется природный газ. Они распространены в малой генерации, большие электростанции на этих технологиях строятся редко.

Итак - классическая тепловая электростанция. Мы будем говорить не только о технике, также поговорим об экономике

электроэнергетики так как выбор технологий в основном диктуется именно экономическими соображениями. На Рисунке 3.3.1 изображена классическая пылеугольная электростанция. Начнем с топлива. Тепловые электростанция работают как на твердом топливе, так и на жидком и газообразном топливах.

Рисунок 3.3.1. Схема работы тепловой электростанции (на угле)

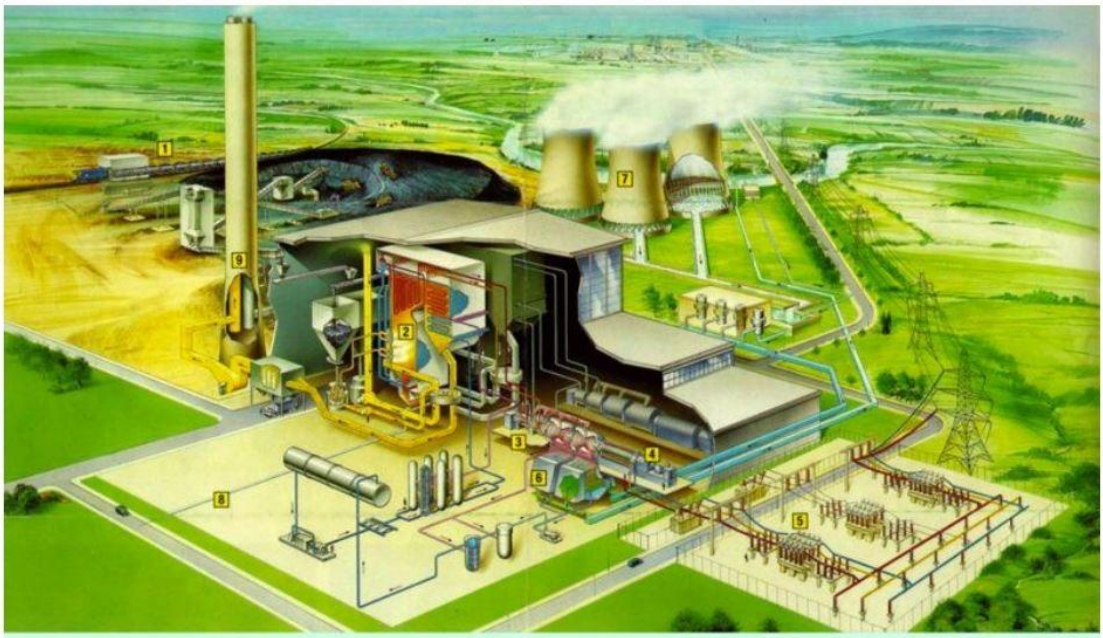


Рис...Тепловая электростанция, работающая на угле: 1 – уголь; 2 – топка с котлом и пароперегревателем; 3 – турбина; 4 – генератор; 5 – трансформатор; 6 – конденсаторы; 7 – градирня; 8 – зола; 9 – труба.

MyShared

Жидким топливом в основном является мазут. Он, кстати, является и резервным топливом для многих угольных станций. Многие из угольных станций, особенно в связи с развитием в Советском Союзе газовой отрасли, были переконструированы в газовые станции – тем более, что газ является достаточно дешевым и чистым топливом.

Слева в верхнем углу вы видите угольный склад. Железнодорожный состав с углем доставляет уголь к угольному складу. На угольной электростанции топливный склад, система топливного снабжения является одним из основных элементов. Затраты на топливо могут составлять до 70% в стоимости производства электроэнергии. Это очень важный элемент любой электростанции, особенно угольной. На этапе проектирования станции каждый котел проектируется под конкретный уголь. У многих, наверное, имеется представление, что любой уголь можно сжигать на любой электростанции, в любом котле. Да, дома можно в печке сжигать любые угли. Но пылеугольный котел – это достаточно сложное и высокотехнологичное сооружение, которое проектируется под определенные марки угля.

К органическим твёрдым видам топлива принадлежит **торф**, который в большинстве случаев уже не применяется – хотя в 20-30-х годах много электростанций было построено как раз для использования торфа. Торф имеет низкую калорийность, содержание углерода в нем порядка 50-60%. С точки зрения себестоимости это не самое дешевое топливо. Концентрация энергии в одной тонне топлива достаточно мала поэтому торфа необходимо перевозить много, добывать его тоже нелегко.

После торфа по содержанию углерода идут **бурые угли**. В них содержание углерода порядка 60-70%. Они разрабатываются в основном открытым способом. В России достаточно много таких разрезов.

Затем идут **каменные угли**. Содержание углерода 70-80%, даже доходит до 90%.

И есть **антрациты**, где содержание углерода свыше 90%.

Почему я называю эти марки углей?

В зависимости от наличия того или иного сорта угля, который можно в течение 30 или 50 лет поставлять, проектируется электростанция. Срок службы электростанции — 50 с лишним лет. Поэтому в зависимости от доступности топлива планируется использование конкретного угля. Нельзя перейти с одного топлива на другое без определенной реконструкции. Какие-то станции могут сжигать смеси топлива, в основном в пределах одной марки.

Вернемся к угольному складу. Существует дисциплина – управление угольным складом, преподается на некоторых курсах повышения квалификации, особенно за рубежом. В зависимости от плеча доставки, и потребления угля на таких больших станциях может храниться от 100 до 500 и более тысяч тонн угля. Представляете, 500 тысяч тонн, если даже по 50 долларов тонну это 25 миллионов долларов. Вы омертвляете капитал, если у вас хранится избыточное количество угля. Поэтому важно правильно определять количество необходимых запасов топлива. В основном коммерческие директора станций или энергообъединений планируют выработку электроэнергии и поставки топлива. Есть электростанции, которые работают с колес, в случаях с коротким плечом доставки угля. Но, в любом случае необходимо иметь резервный запас угля. Имеется также другие виды топлива, используемые в качестве резервного – например, мазут. Мазут хранится на случай, если по каким-то причинам поставки угля будут прерываться.

Хранение угля является важной составляющей производства электроэнергии. Специальные поезда в вагонах подвозят уголь. На каждой станции имеется **вагоноопрокидыватель** или **разгрузочная эстакада**, на которые подается вагон; вагон опрокидывается и в специальный бункер ссыпается уголь. Затем уголь подается в систему топливоподачи, о ней мы отдельно поговорим, или же на склад. Имеются специальные технологии укладки склада так, чтобы уголь лежал с меньшим доступом

кислорода, чтобы предотвратить самовозгорание. Начальник топливного цеха – это специалист, который знает, как укладывать, как подавать уголь из угольного штабеля в систему топливоподачи и как его хранить.

Различные марки углей хранятся по-разному. Есть стандарты хранения. При длительном хранении уголь чаще всего теряет калорийность, могут иметь место и уносы угля ветром особенно при неправильном хранении. Хранение топлива стоит денег.

Со склада уголь подается в систему топливоподачи. Топливоподача проектируется с учетом свойств угля, его размолоспособности, от чего зависит тип мельниц, которые будут использоваться. В основном на паросиловых блоках, работающих на твердом топливе, применяются пылеугольные котлы, то есть в котле **сжигается угольная пыль**. Уголь вначале размельчают дробилки, после чего уже мельницы превращают уголь в пыль. После этого угольная пыль по пылепроводам подается непосредственно в котел или в промежуточный бункер для последующей подачи в котел.

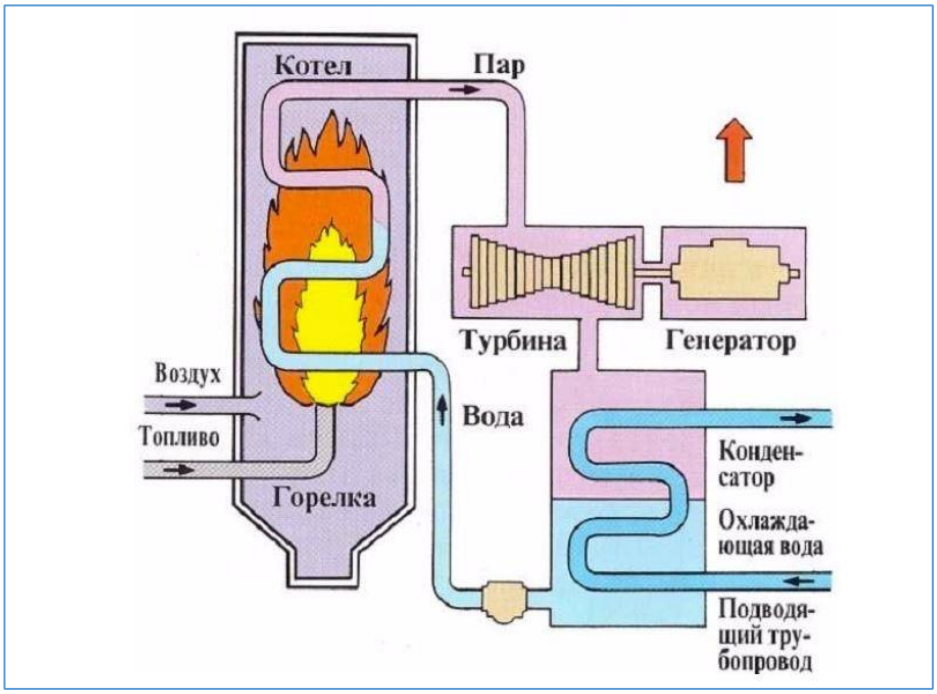
Есть котлы, которые работают на более крупных фракциях угля – например угольные котлы в котельных. Имеются также котлы достаточно высокотехнологичные с так называемым циркулирующим кипящим слоем (ЦКС), на которых также применяется не угольная пыль, а более крупная фракция угля. Котлы ЦКС в основном используются для сжигания низкокалорийных и как правило высокосернистых видов угля. В котлах ЦКС очень эффективно подавляются оксиды серы. В топку котла с углем подается известняк, и в процессе горения угля на колосняках, в кипящем слое при подаче воздуха и известняка сера вступает в реакцию с известняком образуя гипс. В результате выбросы оксида серы остаются практически на нуле и получается строительный материал – **гипс**.

Вернемся к нашей классике, пылеугольной станции на Рисунке 3.3.1. Справа от дымовой трубы виден бункер угольной пыли. Из бункера угольная пыль подается в котел. В котел подается не только угольная пыль, но также подается воздух. На килограмм угля необходимо порядка 12 килограммов или 10 кубометров воздуха. Для чего нужен воздух? Без кислорода не происходит процесса горения. В воздухе содержится порядка 20% кислорода, поэтому для полного и эффективного горения необходимо подавать воздух. Для этого имеются мощные дутьевые вентиляторы, которые подают воздух в котел. Для повышения КПД котла этот воздух подогревается уходящими газами.

На Рисунке 3.3.1 также показаны топливный склад, топливоподача, котел, паровая турбина, генератор, система водоподготовки. Система водоподготовки очень важна для работы электростанции. На заднем плане Рисунка 3.3.1 видны широкие трубы – это **градирни** – в них охлаждается вода.

Вода в котел должна подаваться практически обессоленной. Для чего это необходимо? Для того, чтобы получить чистый пар и не иметь отложений на стенках труб котла и на лопатках паровой турбины. От чистоты воды зависит надежность большой части основного оборудования станции.

Рисунок 3.3.2. Паросиловой блок



На Рисунке 3.3.2 изображён паросиловой блок. Как уже было сказано, в котел подается воздух, топливо – все это сжигается в топке котла. Вода нагревается, образуется пар. Конечно, это упрощенная схема. Здесь нет еще экономайзера, пароперегревателя. Пар подается на турбину, пар высокого давления. Параметры высокого давления – это 130 атмосфер и 565 градусов Цельсия. Почему повышается давление? Для того, чтобы повысить температуру кипения воды и, соответственно, температуру пара. Вода при атмосферном давлении закипает при 100 градусах Цельсия. Но если повысить давление, она может закипать при 500 градусах Цельсия. Тогда пар у вас получается более энергоемким.

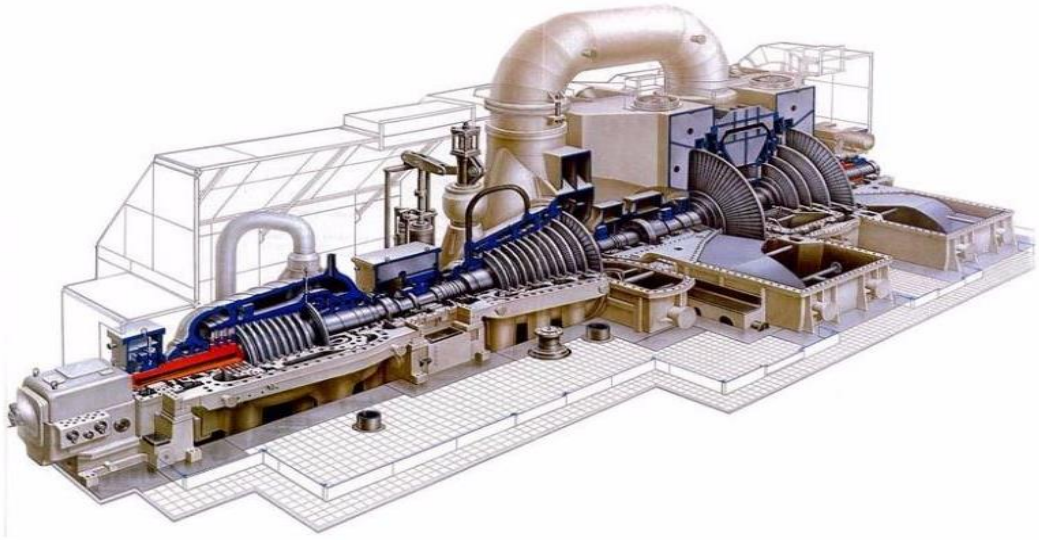
Почему важна температура? КПД тепловой станции зависит от температуры пара, который входит в турбину, и температуры пара или уже конденсата, который отводится от турбины. КПД тепловой станции – это единица минус соотношение температуры на выходе T2 на температуру на входе T1. Чем выше у вас температура пара T1 и ниже температура T2, то есть чем больше перепад энергии, тем больше работы совершает турбина. Поэтому в настоящее время существуют блоки со сверхкритическими параметрами пара - давление свыше 240 атмосфер, температура от 560 до 600 градусов Цельсия.

Вы можете задаться вопросом, а почему нельзя просто взять и построить энергоблок с самыми высокими параметрами пара? На сегодняшний день нет материалов, которые могут использоваться

при таких параметрах долгое время. В настоящее время имеются экспериментальные образцы в Европе и в США, которые работают на ультракритических параметрах пара 700 градусов температуры и 300 атмосфер давления. Но это единичные, опытные образцы. Потому что высокое давление, высокую температуру не каждый сплав может выдержать. Это высокие технологии. Секреты изготовления таких сплавов и технологии производства закрыты для доступа.

При параметрах пара – 700 градусов и 300 атмосфер можно достичь КПД порядка 48-49%. В настоящее время на энергоблоках высокого давления КПД порядка 30%, на сверхкритический параметрах КПД достигает 42%.

Рисунок 3.3.3. Паровая турбина К-225



Пар из турбины после проделанной работы поступает в **конденсатор**. Для чего служит конденсатор? Именно для понижения температуры и, вследствие этого, создания вакуума на выходе из турбины. Пар выходит в конденсатор, в конденсатор поступает охлаждающая вода. Пар начинает конденсироваться, падает его температура, создается вакуум. При наличии вакуума устраняется сопротивление при выхлопе пара и соответственно повышается КПД энергоустановки.

Я популярно постараюсь объяснить, чтобы все поняли, как можно создать вакуум. Можно это даже дома сделать, но будьте осторожными. Возьмите пятилитровый бачок из тонкой жести. На 2-3 сантиметра наполните его водой, вскипятите воду. Когда вода полностью вскипит, в бачке образуется пар. Закройте крышку и сразу поместите жестяной бачок в холодную воду. Он сожмется. Потому что пар, который полностью занимал объем этой бачка, сконденсировался, опять превратился в 2-3 сантиметра воды на дне бачке, а пространство, которое занимал пар стало пустым. Соответственно пустое пространство создало вакуум. В итоге атмосферное давление начинает сжимать бачок.

Вернемся к конденсатору, в котором конденсируется пар посредством охлаждающей воды, сконденсированный пар - вода идет обратно в котел опять для производства пара. Охлаждающая вода идет обратно в свой процесс - процесс охлаждения. Есть несколько способов охлаждения воды. Один из способов - охлаждение воды в градирнях. Охлаждающая вода из конденсатора поступает в градирня и через капилляры сверху начинается течь вниз. А в противотоке идет наверх воздух, он охлаждает воду. Затем в водоприемнике вода собирается и обратно идет в конденсатор. Это оборотная схема охлаждения воды. Есть другие способы охлаждения. На многих станциях стоят пруды-охладители. В этом случае вода из конденсатора идет в пруд, проходит через трубопровод и возвращается обратно уже охлажденной.

Имеются так называемые **прямоточные схемы**, где горячая вода после конденсатора, которая забрала тепло от пара, сбрасывается, допустим, в реку внизу по течению, а сверху по течению забирается холодная вода. Конечно же две последние системы способствует тепловому загрязнению водоемов. В настоящее время плата за использование воды постоянно повышается. Поэтому **оборотные схемы охлаждения воды**, хотя стоят дороже, чем прямоточные схемы, находят все большее и большее применение.

Вернемся к турбинам. Паровая турбина К-225 на Рисунке 3.3.3 – конденсационная, весь пар из турбины выходит в конденсатор. Это конденсационная турбина мощностью 225 мегаватт производства Петербургского Металлического Завода. Турбина состоит из цилиндра высокого давления, цилиндра среднего давления и цилиндра низкого давления. Цилиндр низкого давления – двухпоточный, пар в цилиндре низкого давления расширяется в обе стороны. Почему цилиндр высокого давления намного компактней цилиндра низкого давления? Потому что в цилиндре высокого давления высокие параметры пара. В цилиндре высокого давления для снятия энергии необходимо иметь маленькие лопатки, которые могут выдержать высокое давление пара. Затем энергия пара уменьшается, уменьшается его давление, температура. И чтобы уже снять энергию с более низкопотенциального пара, мы увеличиваем площадь лопаток. На паровых турбинах большой мощности длина лопаток последней ступени в цилиндре низкого давления может достигать 1200 мм или 1 метр 20 сантиметров.

Из цилиндра высокого давления пар идет на промежуточный перегрев в котел, чтобы взять больше тепловой энергии из котла, особенно с уходящих газов – то есть использовать как можно больше тепловой энергии от сжигаемого топлива в котле. Пар перегревают еще раз, затем он уже поступает в цилиндр среднего давления, а после цилиндра среднего давления– в цилиндр низкого давления. И уходит вниз в конденсатор, в конденсаторе пар превращается в воду, которая подогревается в экономайзер посредством отбираемого из турбины пара, а также посредством уходящих из топки котла газов. Все это делается для повышения КПД энергоблока. Вся вода полученная при

конденсации пара, подогретая поступает обратно в котел для производства пара. Эта вода циркулирует с помощью питательных насосов.

Перейдем к генератору. Генератор является одним из важнейших элементом электростанции. Именно в генераторе механическая энергия турбины преобразуется в электрическую. Генератор относительно другого оборудования электростанции занимает мало места. Машина достаточно простая, легка в обслуживании, редко ломается. Так что из себя представляет генератор? Это ротор - электромагнит, который вращается, и статор, который неподвижен. Вы сами можете сделать простой генератор. Взять небольшой магнит, сделать обмотку, и, когда будете магнит крутить, внутри обмотки загорится лампочка, присоединенная к обмотке – согласно закона Фарадея: изменяющееся магнитное поле, пересекающее обмотку, создает электродвижущую силу. На Рисунке 3.3.4 показан статор генератора, на Рисунке 3.3.5 – ротор.

Рисунок 3.3.4. Статор генератора

Ротор генератора, как было сказано – электромагнит. В обмотку ротора подается постоянный ток, то есть создается **намагничивание**. Ротор вращается внутри статора, в статоре создается электродвижущая сила, соответственно, создается напряжение.

Рисунок 3.3.5. Монтаж ротора генератора

Рисунок 3.3.6. Машинный зал электростанции

КПД генератора большой мощности достигает 99%. На малых генераторах КПД порядка 95% в зависимости от системы охлаждения, то есть из механической энергии, которая подается на вал генератора, производится от 95 до 99% электроэнергии, очень эффективно.

На Рисунке 3.3.6 показан машинный зал одной из ГРЭС с энергоблоками 800 мегаватт. По центру машинного зала расположена паровая турбина с генератором. На самом переднем плане находится возбудитель. Для чего устанавливают систему возбуждения? Система возбуждения подает постоянный ток на ротор генератора и создает магнитное поле на роторе. Посредством возбуждения ротора регулируется напряжение на генераторе.

Первые генераторы были разработаны в XIX веке, к середине XX века генераторы были существенно улучшены. В первой половине XX века в области электротехники работали, можно сказать, самые одаренные инженеры и ученые мира. Многие из инженеров, занимавшихся системами энергоснабжения, заняли ведущие позиции в разработке цифровых компьютеров. В частности, **Клод Шеннон**, который является основоположником создания цифрового компьютера был инженером электротехником. Именно логика переключения в электросетях натолкнула его на мысли о цифровом компьютере. Затем он уже познакомился с алгеброй Буля и создал первый цифровой компьютер

Также в Советском Союзе в конце 30-х годов, пока еще кибернетике давали какую-то волю, был Всесоюзный Электроэнергетический Институт, в котором работал Виктор Иванович Шестаков. Он также занимался электротехникой, разработкой единой энергосистемы. Он понял, что без соответствующей логики, без кибернетики, будет сложно управлять большими энергосистемами. В наше время также большое количество специалистов из высокотехнологичных отраслей работают над развитием технологий производства, передачи и распределения электрической и других видов энергии.

Рисунок 3.3.7. Блочный повышающий трансформатор

Трансформатор – еще один важный элемент электростанции. В трансформаторе практически нет движущих частей, в отличие от турбины и генератора. Что такое трансформатор? Трансформатор преобразует электроэнергию из низкого напряжения в электроэнергию высокого напряжения? Для чего это делается? На Рисунке 3.3.7 мы видим токопроводы, три фазы идут от генератора к трансформатору. Затем видны три относительно тонких кабеля, они передают ту же самую мощность, что и токопроводы. Внутри трансформатора имеются сердечник трансформатора и две обмотки на каждую фазу. С одной стороны находится обмотка, которая идет от генератора, с другой стороны – обмотка, которая соединяется с линией электропередач, отношение числа оборотов этих обмоток создает коэффициент

трансформации. Допустим, если необходимо поднять напряжение в 10 раз, обмотка высоком напряжении должна иметь в десять раз больше оборотов проводника, чем обмотка низкого напряжения.

Из генератора выходит электрическая мощность. Обозначим ее стандартно, Р. Мощность – это напряжение, умноженное на силу тока. Но почему необходимо повышать напряжение при передаче электроэнергии? При повышении напряжения у вас, соответственно, на эту заданную мощность автоматически снижается сила тока. Почему это важно? Каждый проводник имеет сопротивление. Поэтому, передавая электроэнергию особенно на длинные расстояния, так как чем длиннее проводник, тем выше сопротивление и, соответственно, больше потери электроэнергии. Потери рассчитываются по формуле: сила тока в квадрате умноженная на сопротивление проводника. Из этого следует, что в первую очередь необходимо снижать силу тока. Над снижением сопротивления проводника работать тоже необходимо, но больший эффект дает снижение силы тока за счет увеличения напряжения.

Электрические потери в сетях, как уже было сказано, зависят от активного сопротивления проводника, умноженного на квадрат силы тока – то есть, **если вы в 2 раза снижаете силу тока, вы в 4 раза снижаете активные потери в сети**. Поэтому силу тока понижают в десятки раз, чтобы достичь существенного снижения потерь при передаче электроэнергии. Конечно же повышать напряжение и снижать силу нельзя бесконечно, имеются ограничения, прежде всего связанные с высоким напряжением.

Обычно высоковольтная линия имеет напряжение 220 кВ, 300 кВ, 500 кВ, имеются линии напряжением 750 киловольт. В Советском Союзе была разработана единственная в мире линия напряжением миллион вольт. В девяностые годы, правда, из-за недостатка и специалистов, и оборудования линию перевели в режим 500 киловольт.

Вы можете задаться вопросом: Как же так? Если электроэнергия передается, например, напряжением 300 киловольт, а в розетке напряжение 220 вольт. А происходит это следующим образом – электроэнергия от электростанции доставляется по высоковольтным линиям к центрам потребления, допустим, к большим городам, на понижающую подстанцию, которая понижает напряжение до 110 киловольт, затем электроэнергия распределяется по районам города, где электроэнергия понижается еще на более низкое напряжение, допустим, до 6, 10 киловольт, и уже подается ближе к домам, где опять напряжение в понижающих трансформаторах понижается до 220 вольт для того, чтобы можно было электрическую энергию безопасно потреблять.

Каковы потери в электросетях? В эффективных энергосистемах потери при передаче и распределении составляют до 10%. В энергосистемах с неэффективным управлением потери могут составлять 13% и более.

Перейдем к дымовым трубам, один из наиболее заметных элементов электростанции. Какова, вы думаете, высота дымовой трубы на Рисунке 3.3.8?

Рисунок 3.3.8. Дымовая труба

420 метров, самая высокая труба в мире, Экибастузская ГРЭС-2. Уникальное сооружение. Кстати, многие специалисты, которые занимались строительством дымовых труб, участвовали в разработке и строительстве Останкинской телебашни – технология возведения бетонных труб была использована в её строительстве. Для чего возвели такую высокую трубу? Экибастузские угли – угли с высокой зольностью. Раньше системы золоудаления не были такими эффективными как сейчас поэтому высокие трубы были необходимы для рассеивания продуктов горения угля на больших площадях и соответственно снижения их концентрации. Представьте, что, электростанция сжигает 5 миллионов тонн угля год, с зольностью 30%, КПД золоулавливающей установки 97%. Это означает что 45 тысяч тонн золы в год выбрасывается в атмосферу. Поэтому, чтобы снизит концентрацию выбрасываемой золы ее необходимо рассеять на больших площадях, для этого и строились такие высокие трубы.

Сейчас многие новые станции имеют КПД золоулавливания порядка 99,9%, то есть очень маленький процент золы попадает в атмосферу, поэтому уже нет большой необходимости строить такие высокие трубы.

Что делать с золой, которая не вышла через дымовую трубу, а была собрана с помощью электрофильтра? Зола и шлаки (продукт горения угля) для облегчения транспортировки смешивается с водой и транспортируются по трубопроводам на золоотвал. На Рисунке 3.3.9 показан сброс золошлаковых отходов в золоотвал. К сожалению, это не самый лучший золоотвал, но таких золоотвалов, я бы сказал, немало. Это еще, кстати, не самый плохой. Есть, конечно, станции, где имеется сухое золоудаление, для сбора сухой золы установлены бункера. Часто сухую золу продают, например, для цементных предприятий или же транспортируют обратно в шахты или на разрезы для рекультивации. Кстати, большое

количество электростанций – к примеру, в Германии, в США – построены вблизи угольных шахт или разрезов. Очень удобно. Во-первых, плечо доставки очень маленькое – снижаются транспортные издержки. Во-вторых, вы золу и шлаки можете обратно сбрасывать в разрез или закачивать обратно в шахту. Происходит рекультивация.

Рисунок 3.3.9. Сброс золошлаковых отходов в золоотвал

Рисунок 3.3.10. Золоотвал электростанции

Но там, где нет такой возможности, должны быть построены золошлакоотвалы, куда транспортируется вся золошлаковая пульпа. Золошлаковая масса должна находиться постоянно под водой для предотвращения пыления.

Важно отметить, что, когда организуется финансирование больших проектов, особенно с использованием угольного топлива, банки нанимают специальные компании, которые проверяют всё: контракт на топливо, контракт на отпуск электроэнергии, контракт

на поставку оборудования станции. Одна из важных составляющих – это разрешение на складирование отходов. Имеется примеры, когда компании покупали уже готовые электростанции, но никто не проверял золоотвалы, а зря. В итоге вы можете купить хорошую электростанцию, а она может быть остановлена при недостатке емкостей на золоотвале или при наличии серьезных недостатков, которые могут привести, например, к порыву чаши золоотвала. Порыв золоотвала может иметь серьезные последствия. На Рисунке 3.3.10 показан вид золоотвала сверху. Можно заметить, что дамбу наращивали для увеличения срока службы. Наращивать бесконечно, конечно, нельзя. Есть пределы у этих сооружений.

Рисунок 3.3.11. Общий вид электростанции

Пару слов о CO_2. Выбросы CO_2 на 1 тонну условного топлива (природного газа) составляют 1,6 тонн. Если за условное топливо взять 1 тонну угля, то мы получаем 2,7 тонны CO_2. В европейских энергетических компаниях CO_2 уделяется много внимания. Но никто еще однозначно и объективно не доказал, что углекислый газ, который производит человек способствует изменению климата. Человечество производит менее 2% всего CO_2. CO_2 не такой уж вредный газ и во большинстве стран мира выбросы CO_2 не регулируются. Минеральная вода и прохладительные напитки производятся с CO_2, углекислый газ также закупается для теплиц, без углекислого газа не растут растения.

Чтобы произвести в Европе электроэнергию, необходимо иметь квоты на выбросы углекислого газа. Торговля квотами CO_2 это большой бизнес. Цена одной тонны углекислого газа доходила одно время до 40 Евро. В США более прагматичные регуляторы, там выбросы CO_2 практически не регламентируются. Американские регуляторы регламентируют выбросы оксидов азота, серы и других веществ, которые действительны вредны для человека.

Дополню сказанное ранее о потерях при передаче и распределении электрической энергии. Говоря об этом, обратимся

к электромобилям, так как потери при передаче и распределении электроэнергии оказывают существенное влияние при сравнении электромобиля с автомобилем с двигателем внутреннего сгорания. Да, электромобили давно применяются в хозяйстве, но нельзя согласиться, когда многие говорят, что самое лучшее, что может быть в автотранспорте — это электромобиль! И зачем вообще двигатель внутреннего сгорания?

Давайте обратимся к экономике процессов. Да, электромобиль хорош в городе, он ничего фактически не выбрасывает в атмосферу. Действительно, автомобильный транспорт – это самый крупный загрязнитель. Многие смотрят на трубы электростанций и заводов, но никто не смотрит на автомобили. Автомобили выбрасывают в разы больше газов, нежели электростанции.

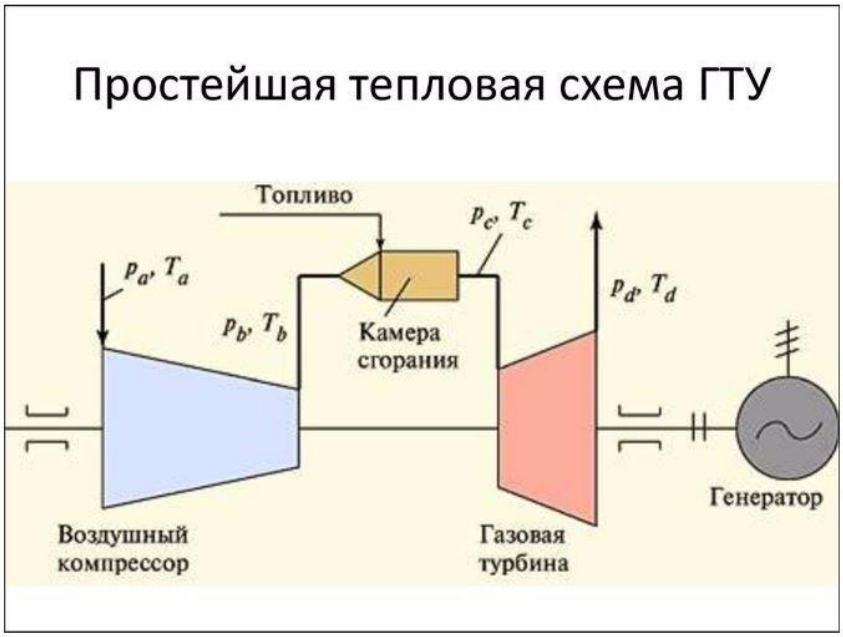
КПД электромобиля в среднем 65% без учета потерь на передачу и распределение электроэнергии. Посчитаем истинный КПД, то есть от сожженного топлива, чтобы произвести электроэнергию, до передачи электроэнергии к электромобилю и преобразование электроэнергии в движение электромобиля. КПД производства электроэнергии 40% – это хороший КПД для многих стран, потери при передаче и распределении – 10%. Это означает что мы получили для зарядки в электромобиль 30% энергии от сожженного на электростанции топлива. В автомобиле потеряется еще 35% от полученной электроэнергии при движении по дороге, в итоге коэффициент использования топлива в электромобиле выходит **19.5%.**

Автомобили с двигателем внутреннего сгорания имеют полный КПД (от топливного бака до приведения автомобиля в движение) **23-25%.** Зарядить батарею не всегда стоит дешевле жидкого или газового топлива, а где-то даже и дороже. Поэтому не все так однозначно.

Небольшой комментарий относительно водорода. Чтобы произвести водород самым дешевым способом, нужен природный газ. Если газ стоит 6 долларов за 1 млн. британских термических единиц, то водород будет стоить уже 18 долларов за 1 млн. британских термических единиц. Если производить водород, используя электролиз при цене электроэнергии 5 центов за кВт·ч (достаточно низкая цена), то водород у вас будет стоить уже 28 долл. за 1 млн. британских термических единиц.

Следующее. Водород в процессе потребляет в 10 раз больше кислорода, то есть необходимо намного больше кислорода. Водородная энергетика – о ней можно много говорить, если думать о будущем, – но нужно учитывать, что получение водорода пока недешево. Поэтому мое мнение следующее: в настоящее время и в ближайшем будущем необходимо фокусироваться на большем использовании природного газа и для автомобилей, и для производства электроэнергии. И, конечно, повысить КПД двигателей внутреннего сгорания, который можно довести до 60%. Двигатели, которые сейчас используются – это технологии первой половины XX века.

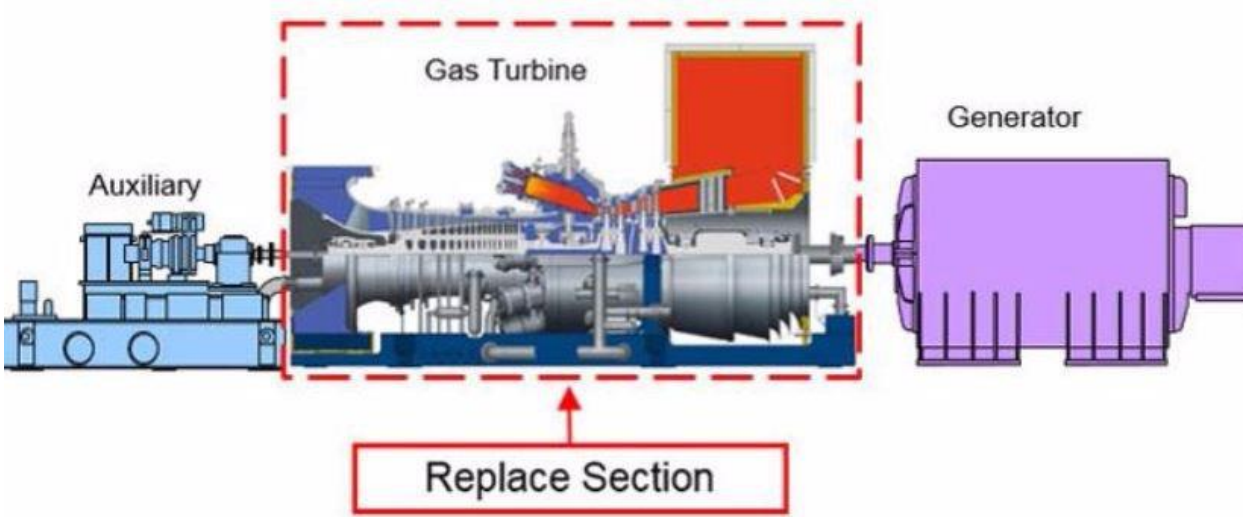
Рисунок 3.3.12. Простейшая тепловая схема ГТУ.



На Рисунке 3.3.12 показана принципиальная схема работы газотурбинной установки (ГТУ). Почему ГТУ получили такое широкое распространение, и не только в энергетике? Потому что в двигателе внутреннего сгорания, а ГТУ является двигателем внутреннего сгорания, производится 6 КВт мощности на 1 кг массы двигателя. Это достаточно концентрированная мощность, относительно малый вес и большая отдача мощности. Поэтому газотурбинные двигатели используются не только в энергетике, но и в транспорте, на самолетах. На железнодорожных локомотивах в свое время применяли газотурбинные установки. Компания Крайслер одно время выпускала автомобили на газовых турбинах, но из-за высокой себестоимости их производство было прекращено. В американской армии почти все танки работают на газовых турбинах. Российские танки последних модификаций также используют газовые турбины.

Как работает газовая турбина? Первое, воздушный компрессор осевого типа. Он нагнетает воздух, этот воздух поступает в камеры сгорания, куда подается топливо. Газовоздушная смесь загорается, расширяется в газовой турбине и производит работу. Турбина, соответственно, вращает генератор. КПД первых турбин был в пределах 25 %, затем КПД увеличился вследствие увеличения температуры сжигания газовоздушной смеси, те же самые законы термодинамики, что и в случае с парой турбиной.

Рисунок 3.313. Газотурбинная энергетическая установка



Высокая температура на входе и как можно низкая температура на выходе повышают КПД. Идет постоянная работа по увеличению температуры пламени в газовых турбинах, в частности, перед лопатками первой ступени в турбине. В настоящее время турбины 20-летней давности работают с КПД 35–37%, в новейших машинах в простом цикле КПД превышает 40%.

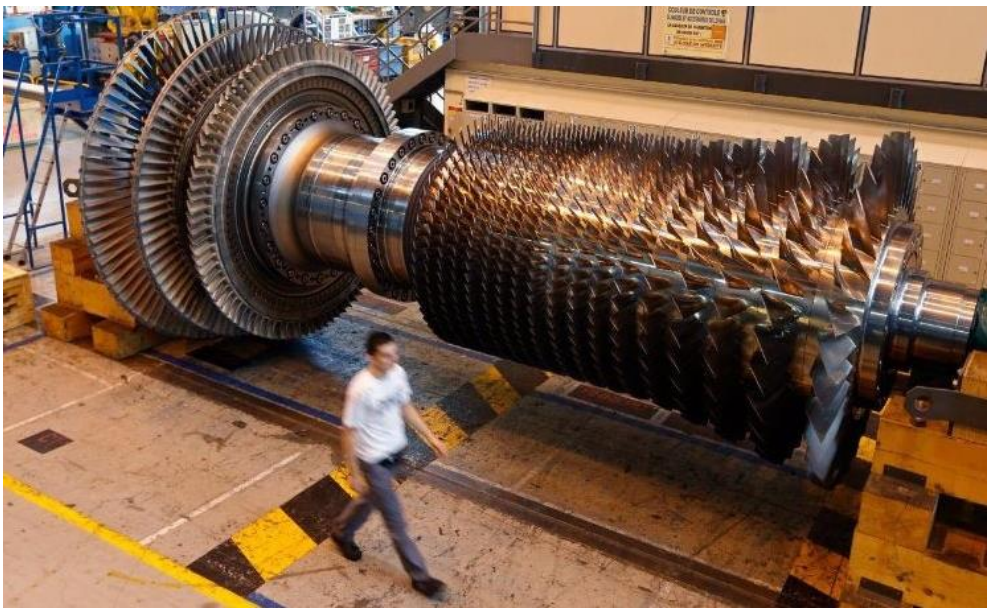
Но и КПД 40% не такой уж высокий, он сравним с КПД электростанции, оснащенной котлом и паровой конденсационной турбиной. В случае с паровой турбиной остатки горячего пара сбрасываются в конденсатор, а случае с ГТУ горячие выхлопные газы выбрасываются в атмосферу. Температура этих газов свыше 500 градусов Цельсия. Далее я объясню, как используются эти газы для производства пара и в дальнейшем для производства электроэнергии. На Рисунке 3.3.13 представлен общий вид газовой турбины. Это двигатель внутреннего сгорания. ГТУ достаточно компактны, могут перевозиться модулями. Если паровая турбина доставляется по частям и собирается на объекте, то ГТУ можно доставить до места одним или несколькими модулями, в зависимости от мощности ГТУ и ее компоновки. ГТУ быстро запускается, порядка 15–20 минут хватает для того, чтобы турбина набрала полную мощность. Поэтому ГТУ широко используются как пиковые станции, для которых принципиальное значение имеет время пуска.

Как запускают двигатель внутреннего сгорания? В паровой турбине разогрели котел, произвели пар и запустили пар в турбину. В ГТУ пара нет, у газовой турбины должен быть стартёр, как в автомобиле. В качестве стартера обычно используется электродвигатель, или же дизельный мотор, в тех случаях, если нет внешнего электроснабжения. Кстати, в энергосистемах имеются станции, у которых есть возможность запуститься самостоятельно, без внешнего электроснабжения, чтобы поднять энергосистему с нуля в случае, когда энергосистема, обычно вследствие аварии, “села на ноль”.

Если полностью остановить все электростанции, как в этом случае запустить энергосистему? Необходимо подать напряжение для того, чтобы станции запустились. Без внешнего электроснабжения многие электростанции запустит невозможно. Поэтому, если в случае с ГТУ стоит дизель, его запускают, газовая турбина раскручивается, подаёт электроэнергию в сеть и поднимает энергосистему. Для поднятия энергосистемы с нуля также используют гидростанции. На гидротурбину подается вода, нет необходимости в электроэнергии извне, происходит пуск станции в изолированном режиме.

Возвратимся к ГТУ. Красным на Рисунке 3.3.13 закрашена камера сгорания и выхлоп турбины. На Рисунке 3.3.14 показан ротор газовой турбины. Из чего он состоит: компрессор (справа) с особыми лопатками, который нагнетает воздух в турбину, и трехступенчатая турбина – в турбине происходит расширение горячих газов, вследствие чего происходит работа – вращение вала турбины.

Рисунок 3.3.14. Ротор газотурбинной установки



В ГТУ применяются высокие технологии. Для того, чтобы повысить КПД турбины, необходимо повысить температуру на входе. Для того чтобы повысить температуру на входе, нужны соответствующие сплавы, изделия из которых способны работать при высоких температурах. На последних машинах температура перед лопатками первой ступени турбины достигает 1500 градусов Цельсия. Это те машины, которые работают с КПД 40% в простом цикле и 60% в комбинированном цикле.

Основная часть машин работает – 1100, 1200, 1300 градусов. Так вот, 1300 градусов – это технология уже двадцатилетней давности. Производство лопаток из высокотемпературных сплавов — это высочайшие технологии, и стоят они недешево. Например, цена лопатки первой ступени, показанной на Рисунке 3.3.15, может достигать 50 тыс. долларов: Представляете? одна лопатка – Мерседес Бенц «Е» класса!

Рисунок 3.3.15. Лопатка газовой турбины с воздушным охлаждением

Обычно на замену лопаток первой ступени современной газовой турбины уходит около 5 миллионов долларов. Бывает и больше. Зависит от количества лопаток. Срок службы таких лопаток от четырех до шести тысяч часов, после чего лопатки восстанавливают и используют повторно.

Лопатка состоит не только из металла, сверху лопатка покрыта термобарьерным покрытием, внутри лопатки находятся полости для воздушного охлаждения. Высокотемпературная лопатка должна охлаждаться, без охлаждения лопатка не выдержит высокой температуры.

Такие лопатки, как на Рисунке 3.3.15, производят в мире компании, количество которых можно посчитать на пальцах одной руки. Более низкого класса лопатки для более низких температур производят большее количество компаний. В мире порядка 5 стран, которые действительно владеют технологиями производства газотурбинных лопаток для современных ГТУ. Не просто их изготавливают, а именно владеют технологиями. Даже зная состав металла лопатки до миллиграмма, ее нельзя произвести, не владея технологией производства.

Рисунок 3.3.16. Газовая турбина в разрезе

На Рисунке 3.3.16 показана газовая турбина в разрезе. Слева направо располагаются компрессор, камера сгорания, жаровая труба и патрубок, через него проходят газы на турбину. Патрубок также изделие с применением высоких технологий.

На Рисунке 3.3.17 показана большая газовая турбина в сборе без вспомогательного оборудования. По центру в виде кольца установлены камеры сгорания. На Рисунке 3.3.18 – газовая турбина малой мощности порядка 5 мегаватт. Есть газовые турбины 2-х, 5-ти, 10-ти, 15-ти, 20-ти и так далее Мвт. Их часто применяют в малой энергетике, в нефтегазовой и других отраслях и не только для производства электроэнергии, но и в качестве механического привода – например, компрессора для перекачки газа.

Рисунок 3.3.17. Общий вид газовой турбины без вспомогательного оборудования

Рисунок 3.3.18. Газовая турбина класса 5 МВт

Рисунок 3.3.19. Газовая турбина большой мощности

На Рисунке 3.3.19 показана газовая турбина большой мощности. Вес такой машины порядка 400 тонн. Газовая турбина в сборе отправляется заказчику.

Рисунок 3.3.20. Передвижная ГТУ

На Рисунке 3.3.20 – передвижная газовая турбина. Её мощность 25 мегаватт. Если заказчику требуется такая ГТУ, её возможно поставить и установить в течение нескольких месяцев. Необходимо подготовить систему подачи топлива, фундаменты, выключатель посредством которого ГТУ можно подключать к электросети, и повышающий трансформатор.

Как было ранее сказано, выхлопные газы из газовой турбины выходят в атмосферу, при этом теряется большое количество энергии. Для повышения КПД газотурбинной электростанции был разработан парогазовый цикл и создана парогазовая установка (ПГУ). Для этого устанавливают котел-утилизатор, через который проходят все выхлопные газы, температура которых выше 500 градусов. В котле-утилизаторе за счет использования выхлопных газов нагревается вода и производится пар. Затем пар подается на паровую турбину, которая совместно с газовой турбиной вращают общий генератор – это одновальная схема.

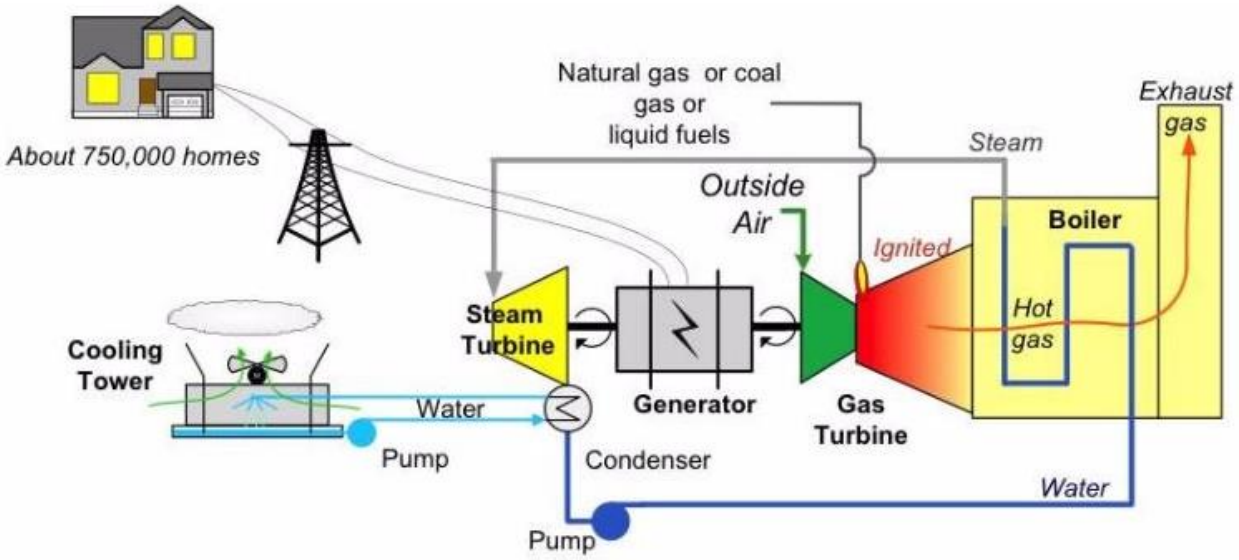
На Рисунках 3.3.21 и 3.3.22 показана одновальная система. Имеется и многовальная схема, в которой и паровая и газовая турбина вращают свой генератор. Одновальная схема менее затратна и занимает меньшую площадь, но при выходе из строя или при выводе в ремонт генератора или одной из турбин встает весь энергоблок. При многовальной конфигурации многие вышеназванные недостатки отсутствуют.

Паровая турбина в ПГУ работает по тому же самому принципу, что и на классической электростанции (котел-турбина): из котла подается пар, который вращает турбину, под паровой турбиной расположен конденсатор, куда выходит отработанный пар и подается охлаждающая вода. Вода охлаждается, пар конденсируется в воду, и вода подается опять в котел. КПД ПГУ – 55%. КПД современных ПГУ достигает 60%.

О стоимости строительства. Стоимость строительства газотурбинной электростанции простого цикла без учета стоимости земли и внешней инфраструктуры составляет от 300 до 400 долларов за киловатт установленной мощности. Стоимость строительства ПГУ – от 500 до 700 долларов за киловатт установленной мощности. Пылеугольная станция будет стоить от 1300 до 2000 и более долларов за киловатт установленной мощности. Это капитальные расходы. Для того чтобы иметь полное представление об экономике электростанции необходимо учитывать и стоимость эксплуатации электростанции. Конечно, во многих случаях угольные станции могут быть дешевле в эксплуатации, но на них не очень высокий КПД. Поэтому если у вас очень дешевое угольное топливо, нет газа, конечно, выгоднее использовать угольные технологии.

В случае, когда имеется газ, газотурбинные электростанции как правило предпочтительнее. ПГУ или ГТУ, строительство ПГУ как правило процентов на 70% дороже, в итоге и КПД на ПГУ процентов на 50 выше. Поэтому ПГУ обычно строят в случае, когда стоимость газа настолько высока что позволяет окупить более высокие затраты на более высокий КПД.

Рисунок 3.3.21. Схема одновальной ПГУ



Теперь несколько слов о газотурбинных электростанциях, работающих на угле. Газовая турбина называется газовой не из-за того, что она работает на газе. Она может работать, кстати, и на жидком топливе, на керосине, на дизтопливе, на мазуте. Даже есть примеры, когда газовые турбины работают и на легкой нефти. То же самое можно сказать о паровой турбине – она же не называется угольной, если она установлена на угольной электростанции. Рабочее тело паровой турбины – пар, поэтому она и называется паровой.

В газовой турбине рабочее тело – газ, и она соответственно называется газовой. В некоторых странах, например, США, Японии имеется несколько газотурбинных электростанций, которые используют в качестве исходного топлива уголь. На такой станции установлен газификатор, в котором из угля получают газ, который сжигается в газовой турбине. Технология достаточно сложная поэтому пока она не получила широкого применения.

На Рисунке 3.3.23 – общий вид двух блоков станции. Два блока по 400 мегаватт. Станция достаточно компактная. Это 7-й и 8-й блоки Сургутской ГРЭС-2. На Рисунке 3.3.24 изображен машинный зал блока №7. Кстати, благодаря автоматизированной системе управления станция запускается фактически одним нажатием кнопки. В смену выходят от 5 до 7 человек на два блока с общим пультом управления. Если мы возьмем блок соответствующей мощности на паросиловой станции, будет порядка 70–100 человек в смену. Конечно, на станциях с более эффективным управлением есть смены и по 50 человек, все зависит от того, как организован процесс. На новых станциях не требуется большого количества персонала.

Рисунок 3.3.22. ПГУ (одновальный блок) в разрезе

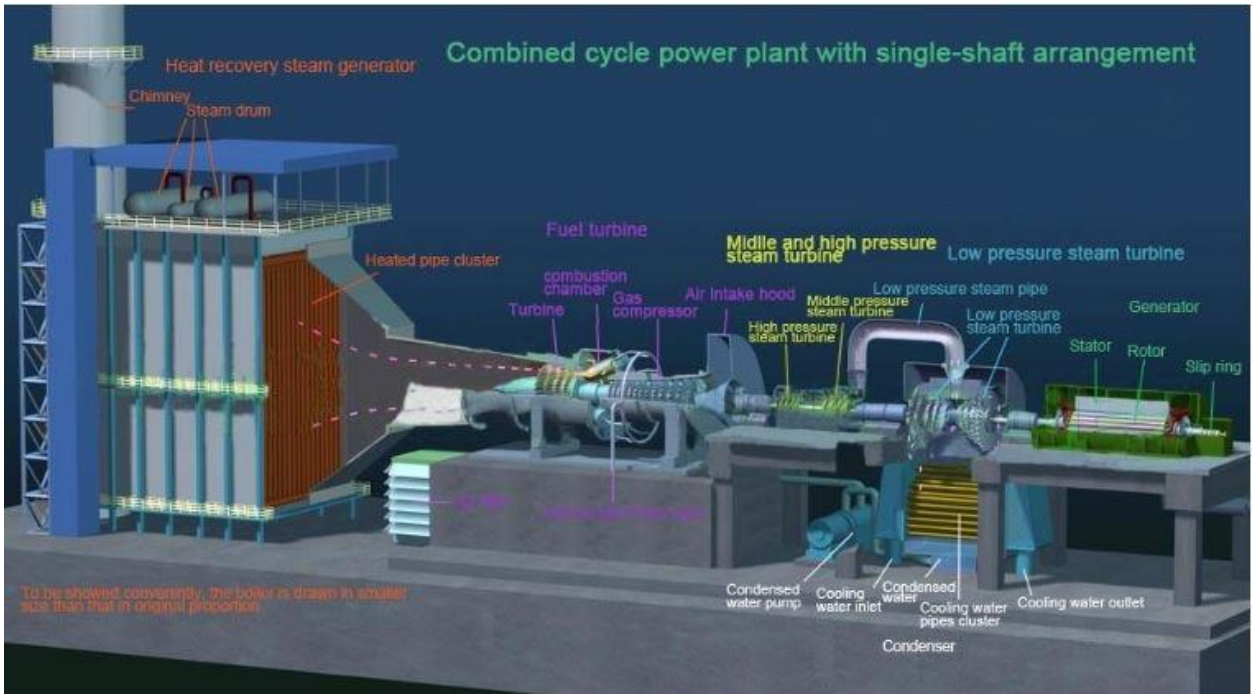


Рисунок 3.3.23. ПГУ-400, 2 блока

Рисунок 3.3.24. Машинный зал ПГУ-400

Часть 2. Комбинированное производство электрической и тепловой энергии. Теплоснабжение

Перейдем к теплофикации. Тепло, выбрасываемое в конденсатор турбины, можно использовать для отопления или других нужд, где требуется пар или горячая вода. В России большое количество теплоэлектроцентралей (ТЭЦ), которые снабжают теплом и горячей водой города, поселки и промышленные предприятия, то есть в России очень развито централизованное теплоснабжение. В малых и больших городах имеются тепловые сети, по которым тепловая энергия передаются от котельных или ТЭЦ потребителям. ТЭЦ отличается от тепловой электростанции конденсационного типа (ТЭС) прежде всего тем что на ТЭЦ оставшаяся после паровой турбины тепловая энергия не теряется в конденсаторе турбины (а это около 50% от произведенной тепловой энергии), а идет на отопление, повышая тем самым коэффициент использования тепла топлива (КИТТ).

КИТТ ТЭЦ при оптимальной загрузке может достигать **80%**.

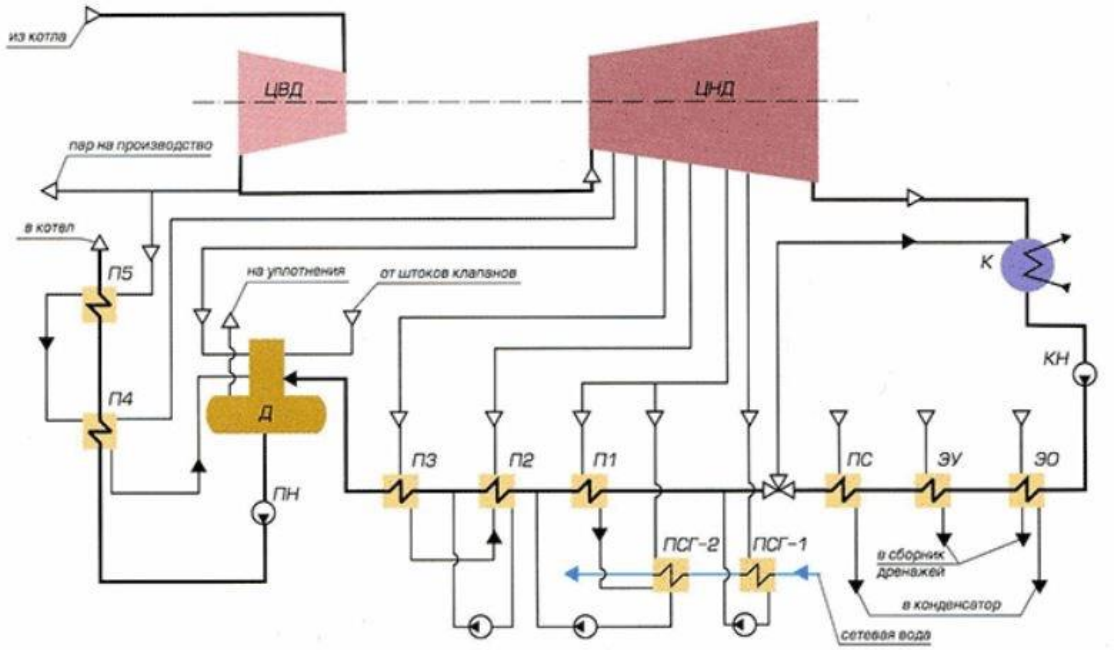
ТЭЦ технологически намного сложнее, чем простая конденсационная станция. На ТЭЦ сложнее планировать загрузку – до трех видов продукции (электроэнергия, горячая вода, пар). Управление производственного процесса ТЭЦ требует больших знаний и опыта.

Рисунок 3.3.25. Работа турбины с противодавлением

Вкратце о процессе теплоснабжения. Посмотрите на Рисунок 3.3.25. Вода нагревается отработанным паром из турбины, подается в теплосеть, поступает в батарею отопления и в домовую систему водоснабжения. Это открытая система теплоснабжения. В открытой системе теплоснабжения горячая вода с ТЭЦ или котельной непосредственно поступает в домовую систему отопления и горячего водоснабжения.

На Рисунке 3.3.26 показана схема более сложной турбины, где имеются еще и дополнительные отборы пара. Также имеется и конденсатор, турбина может работать и в конденсационном режиме. Это теплофикационная турбина производства Уральского Турбомоторного завода. Эта турбина может выдавать 125 Мвт электрической мощности и порядка 80 Мвт тепловой порядка мощности. Конфигурации ТЭЦ могут быть разнообразными, многие ТЭЦ по-своему уникальны, каждая строится под определенную нагрузку. Параметры ТЭЦ в первую очередь определяются тепловой нагрузкой.

Рисунок 3.3.26. Схема теплофикационной турбины



Принципиальная тепловая схема турбины
ТП-115/125-130

Рисунок 3.3.27– общая схема теплоснабжения. С ТЭЦ или из котельной подается тепло в тепловую магистраль, затем в теплообменники, расположенные в центральных тепловых пунктах (ЦТП). Это закрытая система, то есть вода от ТЭЦ или котельной поступает в ЦТП, где передает свое тепло в теплообменниках воде из водопровода, которая поступает в дома.

Рисунок 3.3.27. Независимая схема теплоснабжения

Спасибо за внимание!

Современная гидроэнергетика

**д.т.н., проф. Михаил Георгиевич Тягунов,
специалист по гидроэнергетике НИУ МЭИ**

Специалистов в нашей отрасли осталось не очень много. Глядя на то, что лица в зале преимущественно молодые, появляется надежда на то, что через некоторое время специалистов станет больше. Хотя сейчас в энергетической отрасли, не в промышленности, а, по крайней мере, в образовательной и исследовательской части самая работоспособная публика, от 30 до 50 лет, практически полностью отсутствует. И, тем не менее, подготовка специалистов ведётся непрерывно, просто не все из них доходят до предназначенных им профессиональных рабочих мест.

Специалистов энергетиков готовили и в Советском Союзе, однако, в области гидроэнергетики не очень много, хотя был расцвет гидроэнергетики в пятидесятые годы прошлого века, когда строился Волжский каскад, когда достраивался Днепровский каскад, когда начинал строиться Ангарский каскад ГЭС. Когда строились станции на северных реках страны, на Кольском полуострове, в Карелии, тогда, действительно, это была очень модная тема. Потом интерес к гидроэнергетике несколько уменьшился, но это не вопрос конкурентной борьбы направлений в энергетике, а, скорее, результат общественно-экономического развития страны.

Все научные обоснования проектов энергообъектов строились на сравнении альтернативных вариантов их построения: один, который предлагается в проекте, и второй, который может его хотя бы отчасти заменить. И вот какой из них оказывался дешевле, тот и принимался к реализации.

И до сих пор мы сравниваем только деньги, причем деньги «сегодняшнего дня». В этом, отчасти, кроется причина того, что в области возобновляемой энергетики, прежде всего, не в большой, а в малой гидроэнергетике, использовании энергии ветра, солнца и так далее мы, к сожалению, не впереди планеты. На Петербургском экономическом форуме 2017 г. один из специалистов в интервью сказал: «Ну для чего, зачем нам вся эта глупая мелочь, когда у нас есть газ, мы газовые турбины будем делать большие, большие станции? Да у нас вообще единая большая энергетическая система. А эта мелочь никому не пригодится даже в будущем».

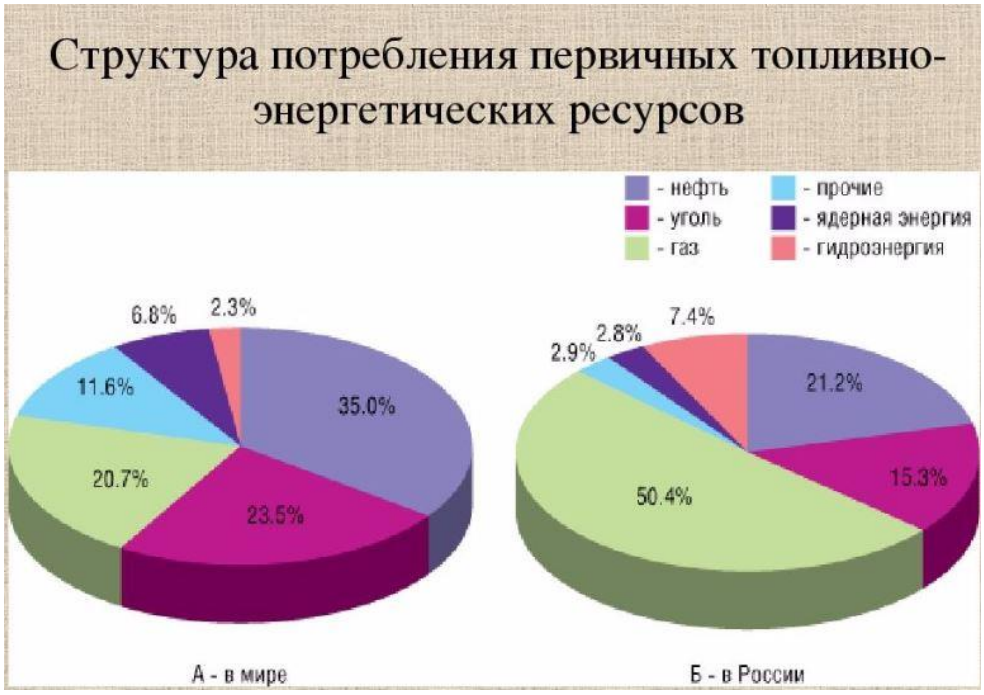
Если говорить про денежную выгоду, то нужно учитывать возможные платежи, которые будут возникать после Парижского соглашения об охране окружающей среды — платежи за выбросы в атмосферу продуктов сгорания углеводородного топлива. Если взять альтернативные возможности производства электрической энергии в удалённых районах, таких, как, например, Якутия, можно говорить о том, что возобновляемая энергетика уже сейчас экономически вполне конкурентоспособна. Потому что если у нас здесь 1 кВт·ч стоит 4,5 рубля, то в той же самой Якутии кВт·ч, произведённый на топливе, которое туда приехало через посредство Северного завоза, стоит 45 рублей или больше.

Это то, что касается источников первичной энергии, из которой производиться электрическая энергия. Вы слышали в предыдущей лекции, что из одного вида энергетического ресурса экономически выгоднее производить не один вид энергии, а хотя бы два: один и тот же ресурс мы используем дважды. Поэтому, естественно, теплофикационные турбины, теплоэлектроцентрали имеют средний, общий коэффициент использования первичного ресурса значительно выше, и их коэффициент полезного действия тоже больше.

Хотя коэффициент полезного действия – это чисто инженерное понятие. Инженеров всегда учат: если вы придумываете что-то новое, постарайтесь сделать так, чтобы коэффициент полезного действия был больше, чем у прототипа. Но не надо к этому относиться утилитарно. Конечно, если есть возможность что-то производить более эффективное, это надо делать. Однако, и это тоже вам было сказано час назад, что если у вас под ногами лежит много-много первичной энергии, а вам надо из неё взять мало-мало, то тогда совершенно безразлично, с каким коэффициентом полезного действия вы это сделаете. То есть все зависит от баланса потребностей и ресурсов для их удовлетворения. А потому поговорим немного об энергетических ресурсах.

Если посмотреть на потребление известных первичных энергетических ресурсов в мире, вы увидите, как они распределяются между различными видами ресурсов: газом, углем, нефтью, ядерной и гидравлической энергией – см. Рисунок 3.4.1. Вы видите, что ископаемое, углеводородное топливо используется в значительно большей степени, чем ядерный и гидроресурс. На рисунке ещё не показаны остальные возобновляемые ресурсы, но их используется гораздо меньшее количество.

Рисунок 3.4.1. Структура потребления первичных топливно-энергетических ресурсов



Принципиальный момент связан с тем, что, к сожалению, то ли от отсутствия образования, то ли от отсутствия еще чего-то, но люди, которые занимаются освоением первичных ресурсов — прекрасные нефтяники, замечательные газовики, чудесные ветроэнергетики, солнечные энергетики — чаще всего сейчас говорят: «Вот есть некоторая возможность произвести какое-то количество энергии из такого-то количества первичного ресурса. Давайте мы их сложим. Теперь произведём из другого, отложим в другое место, из третьего – в четвертое место, а потом попробуем одно на другое заменить». И такое впечатление складывается, что мы, действительно, ту же самую электрическую энергию, тепловую энергию и все остальные виды используемой энергии разливаем по стаканам или раскладываем по авоськам в разные места и думаем: «Вот, действительно, сейчас мы здесь взяли, там поставили, через некоторое время там взяли, отнесли к себе». И каждый раз думаем, что это, действительно, так и делается, что так этой произведенной энергией можно пользоваться. И так могло бы быть, если бы мы могли энергию накапливать, когда можно, и использовать, когда хочется.

К сожалению, всё делается иначе. И хоть в последнее время все специалисты в энергетике с этим пытаются бороться, но приходится принимать, что создание эффективных накопителей электроэнергии, управление потреблением энергии требует достаточно большого количества сложных технических и организационных решений. Пока что электроэнергетическая отрасль промышленности обладает одной принципиальной чертой – **производство и потребление происходят одновременно**. И об этом написано во всех книгах по электроэнергетике. А так как производство и потребление происходят одновременно, то мы должны понимать совершенно отчётливо, что если нет в данный момент ресурса, из которого можно получить электричество, то его у нас и не будет. Раньше такое понимание у людей было. Раньше в деревне, которая не была электрифицирована, люди просыпались, когда солнце встаёт, и ложились спать, когда оно заходит. И освещали чем-то дома чтобы ночью было видно куда идти, когда было нужно выйти куда-нибудь, а не включали среди ночи телевизоры, магнитофоны, какие-нибудь стереосистемы и ещё что-нибудь жизненно не необходимое.

Сейчас потребители, мы с вами, исходим из другого соображения – мы хотим иметь энергию тогда, когда мы её хотим. Вся производящая электрическую энергию отрасль исходит из соображения «мы должны обеспечить потребителя, который хочет, когда хочет, и он хочет с надёжностью (95-97) %». Это и есть та надёжность, на которую рассчитываются все электрические станции, строящиеся во всех странах мира. За исключением некоторых мест, например, в районах Севера, где электрическая станция снабжает вас энергией с заданной надежностью в течение 12 часов в сутки, а в остальные часы снабжения просто нет.

В некоторых местах проводятся так называемые веерные отключения, когда отключают по расписанию целые районы города. В советские годы в Тбилиси я наблюдал картину в одной из замечательных квартир видных работников госаппарата, но

построенной в таком районе, что вода там подавалась два часа утром и два часа вечером. Поэтому в ванне невозможно было мыться: там была налита вода, для того, чтобы черпать ее, наполнять чайник и пить чай, если вдруг захочется. Тоже самое имеет место быть и с электричеством. Слава Богу, такого сейчас пока нет с теплом.

Так вот, если первичной энергии нет в данный момент, то в таких случаях мы говорим, что все плохо. Откуда она берётся и как её можно накапливать? Все считают, что самые гарантированные производители электричества — это тепловые и атомные электростанции. Но топливо надо добыть, привезти. А для того, чтобы в нужный момент его хватило, его нужно складировать, то есть аккумулировать в виде запаса топлива, который где-то будет лежать. И когда начинают в газетах писать или по телевизору говорить, что очень плохая энергетическая ситуация в таком-то районе — запас топлива исчисляется двумя сутками – это очень плохо. Это очень маленький запас.

Когда мы говорим о солнечных электростанциях или о ветровых электростанциях, мы прекрасно понимаем, что солнечное излучение сложить в угол для того, чтобы использовать, когда нам понадобится, нельзя. И ветер тоже. И вода, на самом-то деле, она течёт тогда, когда она течёт. А не тогда, когда бы мы хотели её использовать.

Поэтому-то и возникает во всей энергетике возобновляемых источников энергии одна и та же проблема: что делать и как сделать эти источники интересными для производства электрической энергии в системе, в которой первичный ресурс мы имеем не всегда. А как рассуждают политики, например, в Германии, когда говорят: «30%, а то и 50% электричества будем производить только на возобновляемых источниках, а атомные станции все закрыть»? Мы недавно с коллегами из Германии разговаривали на эту тему, и я их спрашиваю: «Как вы относитесь к тому, что говорят ваши политики? Вы, наверное, как специалисты думаете немножко по-другому?» Они отвечают: «Да нет, ну что вы! У нас рядом Франция, у неё 80% ядерной энергетики, обеспечивающей гарантию бесперебойного электроснабжения, там всё в порядке, а мы можем всё у себя убрать».

Из этого следует, что нельзя сказать какой вид первичной энергии лучше: уголь, газ, вода, воздух или солнечное излучение. Мы с вами существуем как некая среда электропотребления и теплопотребления со своими потребностями. Гарантированное электро- и теплопотребление нам могут обеспечить только разные энергетические установки, работающие на разных источниках энергии, то есть нам нужно достичь того, что раньше называлось **оптимальной структурой генерирующей мощности** энергетической системы. И эта оптимальная структура (близкая к оптимальной) была в единой энергосистеме Советского Союза где-то в **80-е годы**. Аналогичная структура была в Соединённых Штатах Америки, и там получалось, что тепловая часть, на тепловом цикле произведённого электричества где-то 60-80%. На атомной энергии – где-то 10-15%. Всё остальное на гидро. Сейчас у

них достаточно активно внедряется возобновляемая энергетика: солнечная и ветряная. Так что, говоря о первичных источниках, надо иметь в виду: во-первых, не что выбрать, а где выбрать. И во-вторых, уж если мы собираемся этим источником воспользоваться, то каким образом оптимально распределить генерирующие возможности между районами и теми источниками, которые в этих районах имеются.

Что такое гидроэнергетика? Это, прежде всего, **гидроэнергетические ресурсы**– *запасы энергии текущей воды речных потоков и водоёмов, расположенных выше уровня моря* (а также энергии морских приливов).

Гидроэнергетика – это отбор энергии движущейся воды. Почему движущейся? Потому что движущаяся вода совершает **работу**. Потенциальная энергия – всегда потенциальная, и только когда она превращается в кинетическую, она может превратиться в работу и стать полезной для нас. Соответственно, во всех теоретических источниках, с которыми я не во всём согласен, предполагается, что энергетический потенциал делится на три категории:

1. потенциал валовый,
2. потенциал технический,
3. потенциал экономический.

Валовый потенциал – это тот потенциал, который можно в этом месте получить из природы. **Технический** – это тот, который в этом месте может быть использован при помощи существующих технических средств. А **экономический** – это тот, который в данной, относительно небольшой экономической перспективе представляется нам экономически целесообразным.

С чем я не соглашаюсь? Я не соглашаюсь с двумя вещами. Валовый потенциал, конечно, есть, его надо определить и понять, что весь его использовать не получится.

У меня сейчас идёт переписка с одним изобретателем, который пишет: «Если в створе одной из действующих сибирских станций поставить то, что я предлагаю, то оно будет производить в 30 раз больше, чем то, что стоит там сейчас». Я ему отвечаю: «Знаете, может быть, мы с вами на уровне закона сохранения энергии как-нибудь это дело обсудим. Потенциальная энергия в этом створе – она вот такая. И что бы мы туда ни поставили, больше извлечь оттуда нельзя». Тогда он мне пишет: «Вы, по-моему, ретроград. Вы считаете закон сохранения энергии незыблемым». Я говорю: «Ну да, поэтому давайте мы прекратим обсуждение технических средств, а вы мне напишете, как закон сохранения энергии преобразовать в какой-то другой вид или доказать его несправедливость». И вот я думаю, что теперь у меня пауза в переписке будет достаточно большой, очень надеюсь на это.

Так вот, валовый потенциал однозначно должен быть определён, и он определяется теми соотношениями, которые мы на сегодняшний день знаем: что такое потенциальная энергия и как она преобразуется в кинетическую, какую часть из них мы можем отобрать.

Второй момент связан с техникой. Технический потенциал — более лукавое понятие. В Советском Союзе считалось, если я проектирую какой-то объект, то для этого объекта могу изготовить уникальное оборудование с характеристиками, которые можно извлечь, но с их наилучшим соотношением. И тогда получалось, что мои технические требования могут быть в значительной степени удовлетворены. Потому что Ленинградский металлический завод, например, мог изготовить любую турбину из всех, которые я закажу, но, хотя коэффициент полезного действия гидравлических турбин больше, чем у паровых и газовых турбин, но и он не может быть больше единицы или, точнее, 97%. А всё остальное, за ваши деньги, что закажете.

Сейчас ситуация другая – уникальное оборудование делается только для уникальных объектов. Для всех остальных объектов есть рынок, на рынке есть предложение, предлагает каждая компания свою номенклатуру оборудования, из этой номенклатуры надо выбирать то, что есть. Технический потенциал в связи с этим меняется. От количества компаний, представленных на рынке, технический потенциал будет зависеть напрямую. Поэтому говорить о техническом потенциале, как о чём-то оторванном от конкретного момента времени, связанном только с видом используемого энергетического ресурса, не очень правильно.

На мой взгляд, неверно говорить и об экономическом потенциале. Наши экономические оценки меняются достаточно часто. В течение пяти лет они ещё более или менее как-то устойчивы, а за пределами пяти лет они, безусловно, изменятся. Когда вы будете читать, что экономический потенциал солнечной энергетики в Красноярском крае такой-то, вы должны посмотреть, на какую дату этот прогноз или эта оценка была сделана. Поэтому классификацию потенциала я бы предлагал рассматривать в таком виде: **валовый потенциал энергоресурса**, **оценка технической возможности его использования** в данное время, а потом уже **экономическую целесообразность реализации соответствующих проектов**, которые рассматриваются в рамках жизненного цикла создаваемого оборудования.

Энергетическое оборудование живёт не менее 30 лет, а сооружения, которые мы строим, особенно для гидроэлектростанций крупных, да и для мелких тоже, в состоянии работать более 100 лет. За сто лет трижды сменится всё оборудование, а сооружение будет стоять. Вот на эти сто лет и можно считать привлекательность проекта, который мы начнём реализовывать сегодня. И определять экономический эффект для каждого конкретного проекта индивидуально. Так, мне представляется, с потенциалом обращаться проще.

Теперь, о каких гидроресурсах мы говорим. **Теоретический (валовой, потенциал брутто) гидроэнергетический потенциал** (или общие гидроэнергетические ресурсы):

1. **поверхностный**, учитывающий энергию стекающих вод на территории целого района или отдельно взятого речного бассейна;

2. **речной**, учитывающий энергию водотока. Для использования территориальных гидравлических ресурсов нужно определять именно потенциал рек.

Конечно, есть ресурсы океана, морей, ресурсы приливов, есть ресурсы волненья, но об этом чуть попозже.

Рисунок 3.4.2. Мировое потребление энергии

Теоретический гидроэнергетический потенциал (валовый) рек– полный поверхностный сток рек, который, составляет **48 тыс. км³/год** или примерно **1000 млн кВт** мощности, что соответствует потенциальной выработке около (35-40) 10^{12}кВт·ч в год. Этот общий потенциал очень большой, он позволяет производить огромное количество электрической энергии.

Но вопрос не в том, что мы могли бы использовать, а что мы уже использовали, и что нам к данному моменту показалось полезным использовать.

Посмотрите на Рисунок 3.4.2. **Мировое энергопотребление** составляет около 150 10^{12} кВт·ч в год. Большая часть пока производится на нефти, газе и угле. Меньшая – на атомной, гидравлической и энергии иных возобновляемых источников.

Что же использовано из того гидроэнергетического потенциала (ГЭП), которым мы на сегодняшний день обладаем?

В настоящее время использование ГЭП в странах:

- Европы – более 75%
- Северной Америки –около 45%
- России –около 10%
- Азии – менее 10%
- Африки –менее 5%

Вы видите, что более 75% использовано в Европе. В разных странах по-разному. Скажем, 90% в Норвегии, меньше в Германии, ещё меньше во Франции, около 45% в Северной Америке, причём сильно использован потенциал рек в Канаде. Канада в этом смысле очень гидроэнергетическая страна. В России около 10%, в Азии менее 10%, несмотря на то, что там сейчас есть одни из самых мощных гидроэлектростанций в мире. Ну, а в Африке и того меньше – менее 5%, потому что там пока эта отрасль развита слабо.

Какой потенциал оценивается, мы уже с вами говорили. Какие гидроэлектростанции могут сооружаться? Какие станции будут использовать этот гидроэнергетический потенциал?

Основные виды гидроэнергетических установок:

- Гидроэлектростанции (ГЭС) на реках
- ГЭС (малые) на водохозяйственных водохранилищах, промышленных и бытовых водостоках
- Приливные электростанции (ПЭС)
- Волновые электростанции (ВлЭС)

Наиболее распространены гидроэлектростанции, которые строятся на реках. На реках больших, на реках средних, на реках маленьких. Самое неправильное мнение, которое иногда высказывают не вполне специалисты, звучит так: «На больших реках строятся большие гидроэлектростанции, а на малых реках строятся малые гидроэлектростанции». Это неправильно. Малую гидроэлектростанцию можно прекрасно построить на большой реке, просто взять из неё очень маленькую часть энергии.

Малые гидроэлектростанции могут строиться не только на реках. Они могут строиться на каналах, которые уже построены для каких-то нужд, на каких-то водооборотных системах, которые тоже построены для других целей. Классический пример такой станции – это та самая охлаждающая вода, которая вытекает из тепловой станции для того, чтобы охлаждаться в пруду-охладителе, а потом засасывается обратно. Засасывается она для нужд тепловой станции, а вытекает зря. Вот то, что вытекает зря, мы используем в маленькой турбинке. Если раньше говорили: «На большой станции построить вот такую маленькую гидро, ну зачем она нужна? Ну что она нам даёт?» Сейчас, когда все начинают считать деньги,

оказывается, что любой собственный источник оказывается очень нужным. Везде возникают потери, и если мы эти потери можем позволить себе компенсировать собственными средствами, да ещё почти даром, то было б странно этого не сделать. Поэтому малые гидростанции сейчас бурно развиваются.

Приливные электростанции, волновые электростанции – это всё то, что относится к группе станций, включённых в понятие «гидроэнергетические установки». Давайте с конца, с менее используемого, с менее развитого – скажем, **волновых электростанций**. Во-первых, их немного, во-вторых, они должны находиться невдалеке от тех потребителей, которые находятся на побережьях. В-третьих, эти достаточно экзотические установки все разные. Если волны что-то качают, значит, там будет какое-то возвратно-поступательное движение: либо вертикальное, либо горизонтальное, либо какое-то тангенциальное. Следовательно, когда это движение возникнет, у нас появится возможность это движение использовать для того, чтобы включить возвратно-поступательно действующий насос, который будет нагнетать воду или нагнетать воздух и, таким образом, создаст избыточное давление. Оно дальше будет направляться в соответствующую вращающуюся турбину и через нормальный цикл (первичный ресурс – механическая энергия – электрическая энергия) превратится в электричество, которое мы хотим.

Рисунок 3.4.3. Волновые электростанции

Есть и другой вариант, когда мы не преобразуем возвратно-поступательное движение во вращение, а делаем возвратно-поступательно движущийся так называемый линейный электрический генератор. Это другая схема. Наша волновая установка начинает качаться, а ротор линейного генератора возвратно-поступательно движется внутри того статора, о котором вам говорили на предыдущей лекции… Кстати, ни у кого не возникло вопроса, всем всё было понятно, что откуда берётся?

Напоминаю: генератор состоит из статора, в котором есть соответствующая обмотка, в которой индуцируется соответствующая электродвижущая сила. Благодаря чему индуцируется? Благодаря тому, что возникает магнитный поток в зазоре между статором и ротором. За счёт чего возникает магнитный поток? За счёт внешней подведённой энергии. Если это ротор в электромеханической системе, то в обмотку кто-то должен подать ток. Или это должен быть постоянный магнит. Если есть постоянный магнит, то ничего не надо туда подводить, иначе магнит должен быть электрическим, значит, откуда-то в нем должен взяться ток. Откуда? Из системы возбуждения. А система возбуждения – это что? Это часть электрической машины, т.е. часть станции. А часть станции откуда будет брать эту энергию? Сейчас она её берёт либо извне, из линии электропередачи, либо изнутри, из тех средств, которые у неё есть для накопления энергии – из аккумуляторов, которые обязательно есть на станциях. После аварии на Саяно-Шушенской ГЭС теперь на затворах, которые падают сверху быстро для того, чтобы вода не попадала вниз, ставятся отдельные дизельные электростанции.

И, наконец, последнее. Это то, что касается созданного момента магнитного потока. ЭДС, как вы знаете, это $\Delta\varphi / \Delta t$, то есть это изменение магнитного потока во времени. А магнитный поток меняется? Нет. Как его произвела система возбуждения, такой и есть. Но магнитный поток векторная величина. Турбина внизу крутит ротор генератора, и магнитный поток-вектор начинает крутиться внутри магнитного зазора. Благодаря вращению магнитного потока наводится та самая искомая ЭДС в обмотке статора. Такой процесс. Ничто не более важно: ни генератор, ни турбина, просто они друг без друга существовать не могут и вместе называются электрогенерирующим агрегатом. Эти агрегаты могут быть собраны отдельно, тогда они представляют собой некие установки, если собрано вместе несколько агрегатов, тогда это становится уже электрической станцией.

Приливные электростанции.

Прилив повышает уровень воды, а отлив понижает. Как это можно использовать?

Рисунок 3.4.4. Приливные электростанции

Мы помним, что волновая электростанция работает только на кинетической энергии. Поэтому у этих станций коэффициент использования энергии достаточно невелик. Промышленных волновых станций не очень много. Они, в основном, построены при кемпингах, отелях – скорее имеют такой экзотно-имиджевый характер, чем энергоснабжающий. А имидж – вещь очень тонкая и важная. Вот, например, в министерстве экономики Германии, в Берлине, вдоль одной стены размещены солнечные панели. Я спрашиваю: «Что вам дают эти солнечные панели?» «Ну как, солнечные панели заряжают соответствующие аккумуляторы, и, когда ночью мы выключаем основной свет, то аварийный свет – это то, на что они все работают. Народу можно сказать: «Да, видите, даже Министерство экономики занимается тем, что экономит электроэнергию, экономит, соответственно, налоги налогоплательщиков и думает о народе».

Вот и волновые станции, в основном, пока такого характера.

Приливные станции более промышленно используемые, но мест с большим приливом достаточно немного. Поэтому присутствует самая старая, самая известная станция Ля Ранс во Франции. Почему там плотина?

Вообще говоря, и приливная станция, как и волновая, может работать только на кинетической энергии. В прилив вода движется к берегу, т.е. течение в одну сторону. В отлив вода начинает уходить и течёт в другую сторону, а турбины все время будут крутиться и электричество всё так же будет производиться.

Но эффективность использования потока воды определяется его удельной энергией или напором. Для этого нужно отгородить кусок залива, подождать, пока с этой стороны уровень воды поднимется, и возникнет статический напор. Статический-то напор уже даст нам большую кинетическую энергию для того, чтобы произвести соответствующую энергию механическую, преобразуемую дальше в электрическую. Поэтому все приливные станции строят с плотинами, которые отгораживают часть залива от остальной акватории. Этих станций относительно немного. В Канаде самые большие величины прилива, поэтому там построена достаточно известная станция. И в Южной Корее тоже очень симпатичная станция, которую они любят показывать всем, доказывая, что умеют использовать всё, что хотят, а не то, что у них с другими ресурсами не очень хорошо.

Сам по себе прилив в разных местах разный – см. Рисунок 3.4.5. Вот залив Фанди – это как раз Канада – там до 20 метров. 20 метров – это очень серьёзно. Хотя, с точки зрения речных плотин, 20 метров – это средний напор на какой-нибудь из Волжских гидроэлектростанций. Есть и меньше. Но на сибирских электростанциях напор больше 60 и в некоторых случаях 100, а где-то и 200 метров, поэтому для них 20 метров – это ничего.

Рисунок 3.4.5. Высота прилива в различных частях мирового океана

Фанди – это то чёрное, что на самом Севере Северной Америки. Тёмным на рисунке закрашены места, где действительно достаточно большая величина прилива. Во всех остальных местах тоже может быть достаточная высота прилива, но эффективность станции становится меньше. И вот тут возникает тот самый вопрос об экономическом потенциале: если у нас есть возможность чем-то заменить этот маленький потенциал, который у нас есть, мы его заменим. Если мы не хотим ничего ниоткуда привозить, как, например, сейчас уголь из Южной Африки на Украину, или не на что привозить, то тогда мы говорим: «Пусть будет маленький потенциал, пусть будет небольшой коэффициент полезного действия, но это будет рядом, это будет моё, и я всегда этим смогу воспользоваться». И это для нас с вами будет реальным хорошим показателем экономической целесообразности.

Теперь об основных гидростанциях, которые существуют на реках. Основная задача, которая возникает – это, прежде всего, каким образом создать достаточную потенциальную энергию, которая впоследствии может быть использована. Эта потенциальная энергия, по сути, удельная энергия на гидростанции – это то, что принято называть напором. А напор – это, прежде всего, статический напор, это разница уровней воды в верхнем бьефе и в нижнем бьефе. Верхний бьеф – это та часть водохранилища, которая непосредственно примыкает к напорному фронту, а нижний бьеф – это та часть реки, которая непосредственно примыкает к низовой части гидросооружения – зданию ГЭС и водосливной плотине.

Рисунок 3.4.6. ГЭС на реках

И вот по типу концентрации напора гидроэлектростанции делятся на два основных, принципиально различных типа.

Плотинные – когда сооружается плотина и в результате этого образуется водохранилище. В водохранилище поднимается уровень воды и получается напор – разница между уровнем воды в верхнем и нижнем бьефах гидроузла. По конструкции станции могут быть разными. Европейские варианты – это, в основном, **русловые** плотины, там, где здание гидроэлектростанции, то есть здание, в котором располагаются гидроагрегаты, само принимает на себя напор, давление воды со стороны верхнего бьефа. **Приплотинные станции** – это станции высокого напора, когда напор воды воспринимает не здание ГЭС, а отдельно сделанная монолитная плотина. Здание размещается либо на берегу, либо сзади этой плотины. Такие высоконапорные станции в России построены в Сибири (Ангаро-Енисейский каскад, Бурейский и так далее).

Второй тип – это **деривационные станции**. Это станции, которые позволяют использовать естественный перепад уровня воды, который существует в разных местах того рельефа местности, по которому протекает река. Проектируются самые мощные в мире две станции на реке Брахмапутра. Они будут в два раза мощнее, чем действующая сейчас самая мощная в мире китайская станция Санься или «Три ущелья». Эти станции будут делаться по деривационному типу: перепад уровня, где река течёт в верхнем течении и в нижнем течении, очень большой. Там река делает большую петлю, и если сквозь горный массив побить тоннель, то по этому тоннелю можно будет пропускать воду. Напор на концах этого тоннеля будет тем самым большим напором, который позволит не строить никаких плотин.

Плотина нужна для создания напора. Но возвращаясь к тому, с чего я начал: мы с вами сказали: «Есть солнце – есть электричество, дует ветер – есть электричество». А с водой? Течёт вода в большом количестве – есть много электричества, течёт воды меньше – есть меньше электричества. Ну и что, а где гарантия 97%? Гарантию 97% большая гидроэнергетика обеспечивает за счёт того, что водохранилище, которое создаётся при гидроузле, не только создаёт напор, который характеризует энергетическую ёмкость, удельную энергию этого самого гидроузла, но и является накопителем речного стока. Причём этот речной сток накапливаться может так, чтобы полностью в течение года регулировать сток реки, то есть весь сток реки в половодье в течение месяца наполняет водохранилище, а во все остальные месяцы года расходуется на нужды потребителей разного рода. Получается водохранилище годового цикла регулирования стока реки. Если меньше, то тогда сезонного регулирования, когда на обязательно нужный какой-то сезон потребления отбирается нужное количество воды, которое всё равно приходит в половодье.

Есть станции, которые не имеют водохранилища, и тогда они становятся станциями без регулирования и полностью аналогичны тем станциям, которыми, в принципе, могут быть и ветряные станции. Не солнечные, потому что ночью, за исключением Севера, никогда солнца не бывает, но на Севере зато полгода день, полгода ночь, – ночью солнца не бывает никогда.

Большие гидростанции и большая гидроэнергетика именно тем характерны, что вписываются в энергетический баланс, как непременный элемент энергетической системы России. Это станции, которые имеют водохранилища, обеспечивающие регулирование стока рек, и, в связи с этим, обеспечивающие гарантию энергоснабжения потребителей в течение всего года вне зависимости от того, какая вода течёт в этот момент в реке естественным образом.

Как это всё определяется, показано на Рисунке 3.4.7. Есть замечательное уравнение Бернулли. Энергия в одном створе, энергия в другом створе, энергия в первом створе чуть больше, чем во втором, поэтому, если мы отберём эту разницу, то будет всё хорошо. Если мы хотим определить, какая будет потенциальная мощность в таком-то створе реки, то это будет 9,81 (ускорение

свободного падения на плотность жидкости), умноженное на расход воды, которая в этом створе протекает, и на напор, на удельную энергию, высоту, с которой этот объём воды падает.

Где появится тогда технический потенциал? Если после 9,81 в уравнение поставить коэффициент полезного действия меньше единицы, то мощность станет еще меньше. Вот и весь закон сохранения.

Рисунок 3.4.7. Энергетическая ёмкость заданного участка водотока

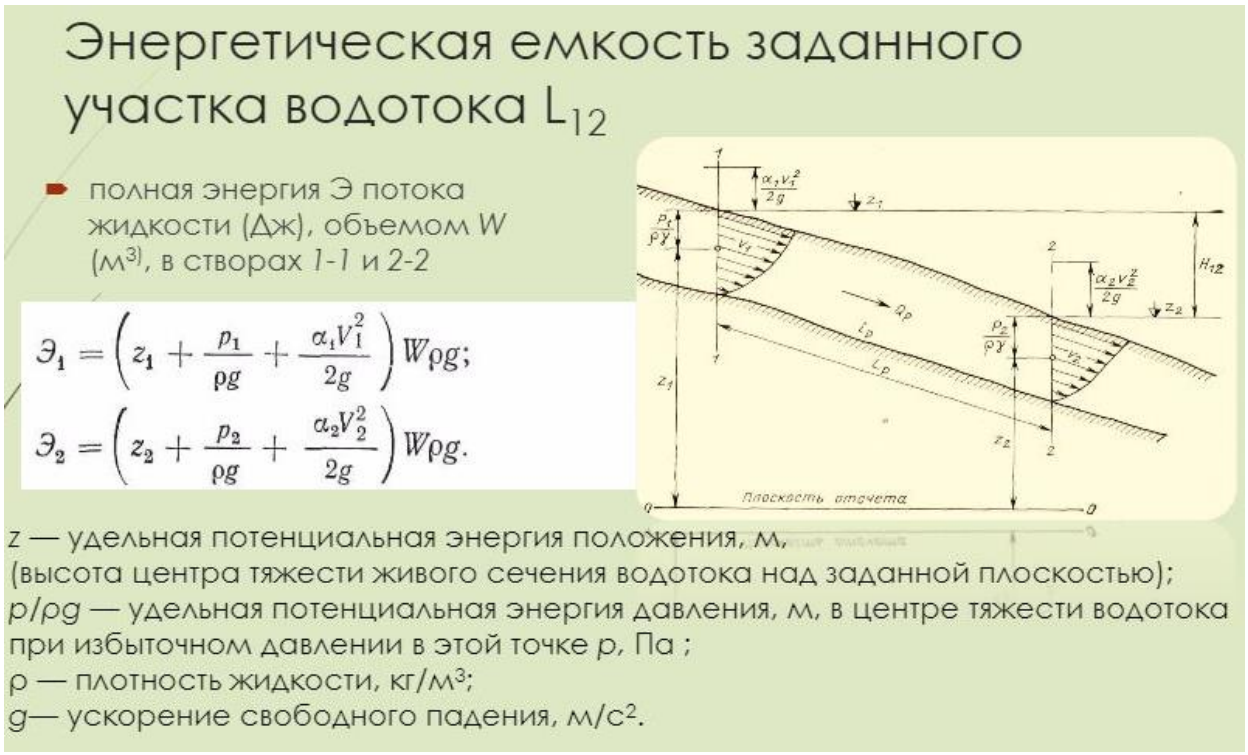


Рисунок 3.4.8. Средняя мощность водотока

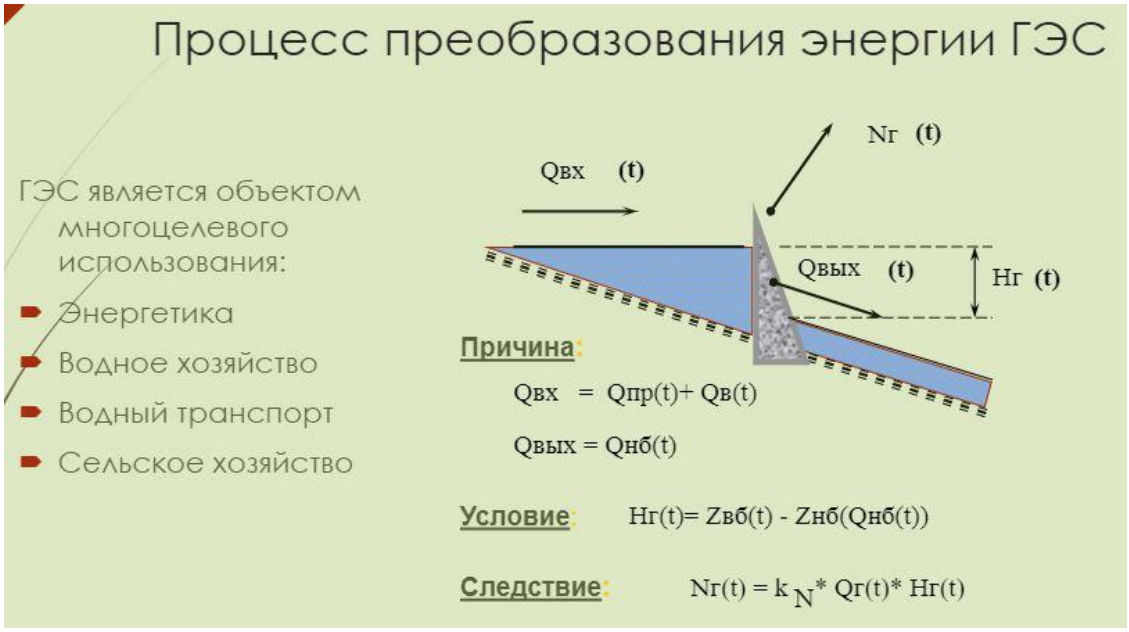
А в цифрах, если мы все эти цифры подставим, g, естественно, в метрах на секунду в квадрате, ρ – это плотность воды, равная 10^3 килограмма на метр кубический, если расход воды будет измеряться в метрах кубических в секунду, как он обычно измеряется. Если напор будет измеряться в метрах, то тогда мощность мы получим в киловаттах. Вот если ошибиться, например, и сказать, что мощность мы будем получать в мегаваттах, то тогда можно говорить о том, что установка, которую мы придумаем, будет в тысячу раз лучше, чем та, которая может быть. Но тут лучше не ошибаться.

Соответственно, весь процесс удивительно прост. Есть некий вход, на этот вход вода притекает из реки, есть некое хранилище воды, которое притекающую воду позволяет накапливать и отбирать из себя некоторую ее часть.

Причина процесса – Q, это входная величина,
$Q_{пр}$ – это приток воды,
$Q_в$ – это расход воды из водохранилища, он плюс-минус: когда его нужно взять, он будет плюс, когда его нужно будет добавить, наоборот, минус.

Поэтому этот баланс расхода выполняется всегда. Вниз, в нижний бьеф, попадает всё, что на выходе гидроузла. А что будет на выходе? А на выходе будет расход воды, который будет попадать в нижний бьеф двумя способами: либо через турбины гидроэлектростанции, и это нормальный способ для ГЭС, либо через водосливные отверстия плотины. Это если расход притекающей воды больше, чем тот расход, который можно пропустить через турбины ГЭС. Это катастрофические случаи — случаи половодий, имеющих вероятность появления раз в 100 лет или раз в 1000 лет. Но у нас сооружения мощные, обычно все гидростанции относятся к первому классу капитальности, так что они считаются и на вероятность появления такого большого расхода воды.

Рисунок 3.4.9. Процесс преобразования энергии ГЭС



Для пропуска лишней воды строится дополнительная плотина, через которую, когда нужно, пропускается **холостой сброс воды**. Этот холостой сброс не приветствуется. Сейчас на Волжских гидростанциях в связи с проливными дождями есть холостой сброс, чего никогда не было в летний период. Не знаю, кому в голову придёт сбросить воду летом из водохранилища, если задача водохранилища ГЭС отдать накопленную воду в период максимального потребления мощности, т.е. зимой, но возникшая угроза переполнения водохранилищ потребовала принятия экстренных мер.

Ну, и напор – это будет разница между уровнем воды в верхнем и нижнем бьефах, а мощность, соответственно, будет уже 9,81, умноженная на коэффициент полезного действия, напор и расход через турбины ГЭС. Вот таким образом определяется мощность гидростанции.

А что происходит внутри гидроагрегата?

Рисунок 3.4.10. Процесс преобразования энергии в гидроэнергетическом агрегате

На Рисунке 3.4.10 вы видите разрез по станционной части приплотинной гидроэлектростанции. За плотиной стоит здание ГЭС. Вода проходит довольно сложный путь: от сороудерживающей решётки наверху у головного водозабора, места, где вода забирается, до выхода в нижний бьеф. От водозабора вода по туннелю идёт вниз, приходит к спиральной камере, попадает на турбину. С турбины она стекает в отсасывающую трубу и вытекает в нижний бьеф.

Если представить себе, во-первых, какое количество воды там течёт, а во-вторых, как она себя при этом ведёт, то можно понять, что если здесь напор достаточно большой, предположим, метров 100, а диаметр этой самой трубы, ну, хотя бы метра 3, представляете себе, какое количество воды там течёт? И она течёт, падая с высоты 100 метров. Она течёт всё быстрее, быстрее, быстрее…

Вы знаете, что чем быстрее вода течёт, тем менее равномерным это течение становится, то есть она из ламинарно-текущей в водохранилище превращается в турбулетный поток, который и попадает на лопатки турбины. А в турбине она ещё закручивается и, передавая энергию механической системе агрегата, вытекает уже в виде жесткого вихревого потока.

И этот вихревой поток как раз и является опасным. На выходе потока из турбины возникают скачки давления, которые вызывают вибрацию агрегатов. В некоторых случаях агрегаты под действием скачков давления подпрыгивают. Представьте какой должна быть сила, подбрасывающая агрегат массой более полутора тысяч тонн. Агрегаты вибрируют в любом случае, но вибрации будут очень маленькими, почти незаметными. Но когда вибрации становятся большими, то это становится причиной разрушения элементов агрегатов. И это одно из предположений, высказанных относительно того, что произошло на Саяно-Шушенской ГЭС в 2009 г.

Вот весь технологический процесс. Но где здесь берётся коэффициент полезного действия? У турбины есть коэффициент полезного действия? Есть. На вход неё пришло одно, на выходе получилось другое, часть она отобрала, но на выходе-то всё равно что-то есть, вода уходит, значит, она не отобрала 100%. У каждого электрического проводника есть сопротивление, причём, у простого проводника – активное сопротивление, а если проводник сложный, то оно становится активно-реактивным сопротивлением.

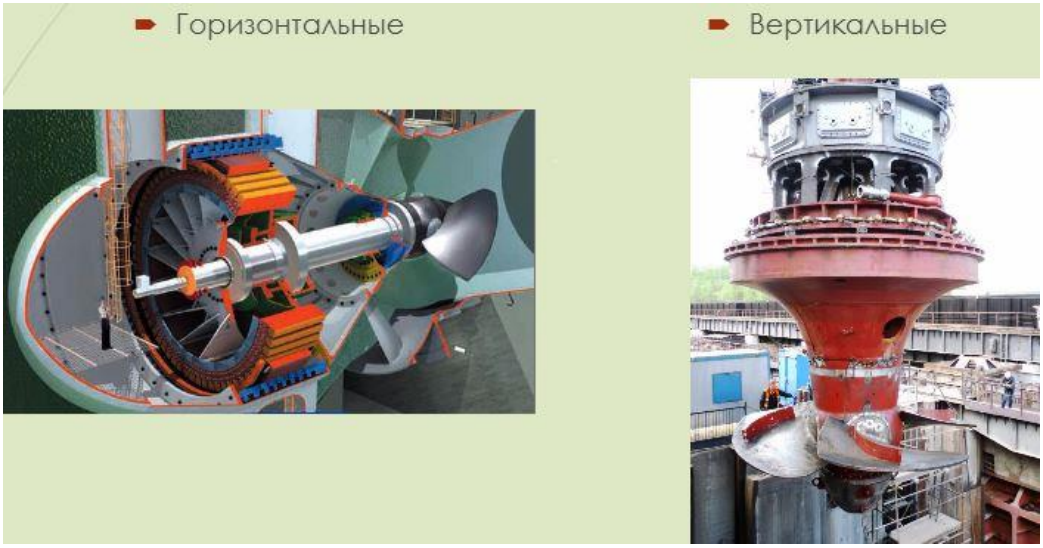
Вода течёт по трубе, у неё есть активные потери по длине, и есть потери реактивные в тех местах, где труба либо расширяется, либо сужается, либо поворачивает. Величина потерь зависит от того, из чего эта труба сделана, поэтому как бы мы хорошо не проектировали ее, а если её плохо сделают, то тогда все наши оптимизации окажутся «исправленными» товарищами строителями, которые решили, что и так сойдет.

Технологический процесс состоит в том, что энергия подводится на вход (у верхнего бьефа) гидроузла, в нижнем бьефе отводится энергия использованного водного потока, а вторая часть энергии – та, ради которой и сооружается ГЭС – отводится при помощи электрических проводов, которые примыкают к генератору. Причём, подведенная к потребителю мощность появится только тогда, когда генератор будет подключен к линии передачи электроэнергии. В противном случае на электрической машине будет напряжение холостого хода, а ток в линии будет равен нулю. То есть вся энергия, которую производит турбина, будет тратиться на то, чтобы вся машина вращалась с постоянной

скоростью, т.е. энергия будет тратиться только на компенсацию потерь, которые создаются внутри гидроагрегата: механические и электрические потери в генераторе, работающем в режиме холостого хода. А электрический ток появится только тогда, когда я замкну соответствующий выключатель, подключающий мой агрегат к электрической сети или к отдельно взятому потребителю.

Принципиально важно то, что можно придумывать любые конструкции гидроагрегатов, но они в режиме эксплуатации должны управляться так, чтобы потери, которые создаются внутри, были минимальными.

Рисунок 3.4.11. Виды гидроагрегатов



О гидроагрегатах расскажу очень коротко. Бывают горизонтальные агрегаты разного типа. Таких гидроагрегатов не очень много, но они есть, например, на Чебоксарской электростанции. В основном, делаются вертикальные агрегаты.

Рисунок 3.4.12. Рабочие колеса турбин

На Рисунке 3.4.12 показаны несколько типов рабочих колёс гидротурбин. На средних значениях напора используется поворотно-лопастное осевое колесо: вода течёт сверху вниз, по оси, а лопасти рабочего колеса могут поворачиваться.

Красная турбина сверху в левом углу рисунка, «Энергия Саянам», – радиально-осевая. Это турбина рассчитана на более высокий напор, чем поворотно-лопастная. В нее вода втекает по радиусу, а вытекает по оси, поэтому она радиально-осевая. Более прочная она потому, что у неё каждая лопасть закреплена и сверху, и снизу.

Самый большой напор – до нескольких тысяч метров – выдерживают «ковшовые турбины». Станции с такими турбинами наиболее характерны для Альпийского региона. Есть такие и у нас на Кавказе. То есть тип турбины – это не прихоть конструктора, а вполне необходимое условие соблюдения прочности.

Самая мощная гидростанция – «Три ущелья» – построена на реке Янцзы. Её мощность 22,5 ГВт. Она показана на Рисунке 3.4.13. Когда её ещё не начинали строить, я по этим трём ущельям проплыл на корабле. Я гидроэнергетик по образованию, и глядя на это циклопическое сооружение, сейчас говорю: «Это же не каждый такое может сделать!»

Рисунок 3.4.13. ГЭС «Три Ущелья»

Вторая по мощности, но пока первая по выработке, бразильская станция Итайпу, которая, имея почти на треть меньшую мощность, производит столько же электрической энергии. Это особенность реки, на которой стоит ГЭС, Параны, на границе между Бразилией и Парагваем, и вы видите на Рисунке 3.4.14, что её мощность обеспечивает 93% потребности Парагвая в электрической энергии. Бразилия с Парагваем, кстати, до строительства этой станции очень не дружили между собой. Ну, а

теперь ГЭС называется «Станция мира и дружбы», потому что теперь обе страны имеют одну общую «козу, молоко которой каждый из них пьёт», поэтому каждый должен её кормить, ну и, естественно, дружить, потому что если что не так, то молоко кончится.

Рисунок 3.4.14. Итайпу

В России крупнейшая гидроэлектростанция – Саяно-Шушенская. Если в «Три Ущелья» 22 ГВт, Итайпу 14, то здесь всего 6,4 ГВт. Тем не менее в России она самая большая, в Советском Союзе тоже была самой большой.

Рисунок 3.4.15. Саяно-Шушенская ГЭС

Уникальность её заключается в том, что она имеет особенную арочно-гравитационную плотину. Обычная арочная плотина напор воды выдерживает за счёт того, что перераспределяет его и передаёт на береговые скалы. Другой тип плотины, называемый «гравитационной», удерживает напор воды за счёт своей тяжести, то есть давление воды на неё компенсируется трением, которое возникает под действием тяжести сооружения.

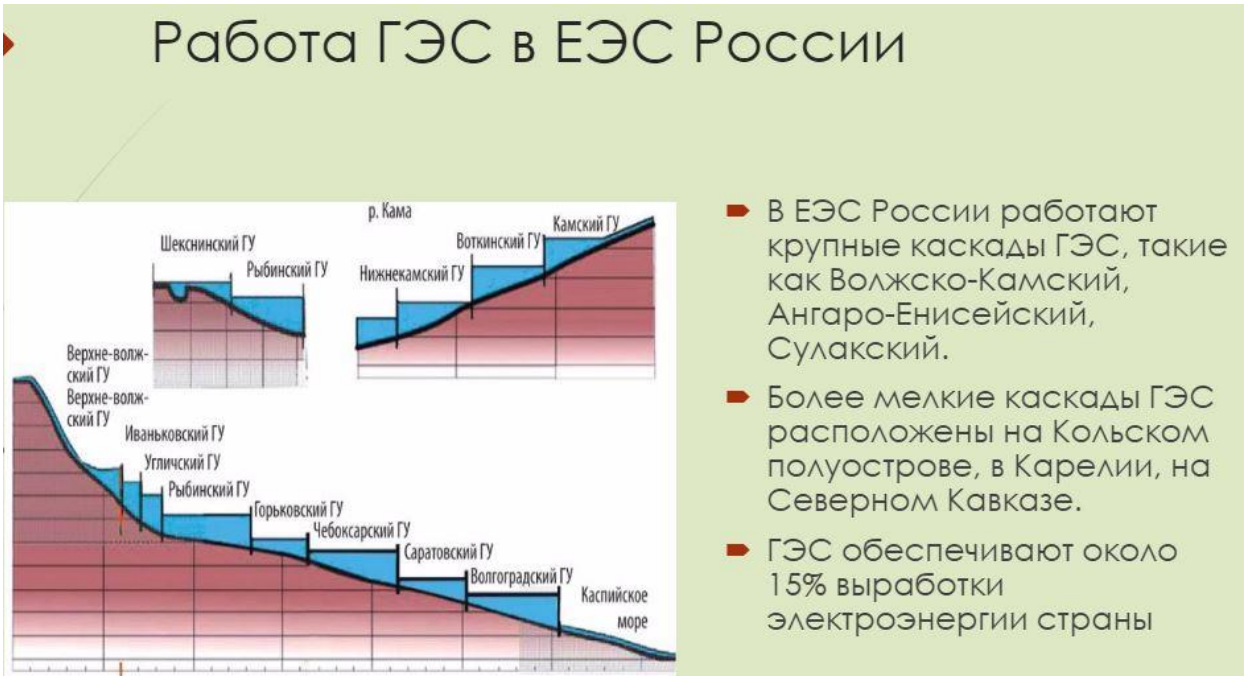
Саяно-Шушенская плотина арочно-гравитационная. То есть она, с одной стороны, арочная, передающая часть давления на берега, а с другой стороны, гравитационная, переносящая большую часть сопротивления на подошву. В истории этой ГЭС было несколько инцидентов: первый раз там затопило машинный зал в 1979 году, и я там случайно оказался в этот момент. Потом было еще несколько различных непроектных событий, включая трагическую аварию в августе 2009 года.

Рисунок 3.4.16. Проект ГЭС на реке Брахмапутра

Это место, где собираются построить самые большие гидростанции. Когда эту скалу здесь просверлят и протуннелят, пустят по тунелям воду, получатся две станции, одна 38 ГВт, а другая аж почти 44. И это будут самые мощные гидроэлектростанции в мире.

В России энергию рек, которые у нас есть, используют не одной станцией, которая бы использовала весь напор, а при помощи каскада гидроэлектростанций, что позволяет нам затапливать меньшее количество земли, используя перепад по всей длине течения реки.

Рисунок 3.4.17. Работа ГЭС в ЕЭС России

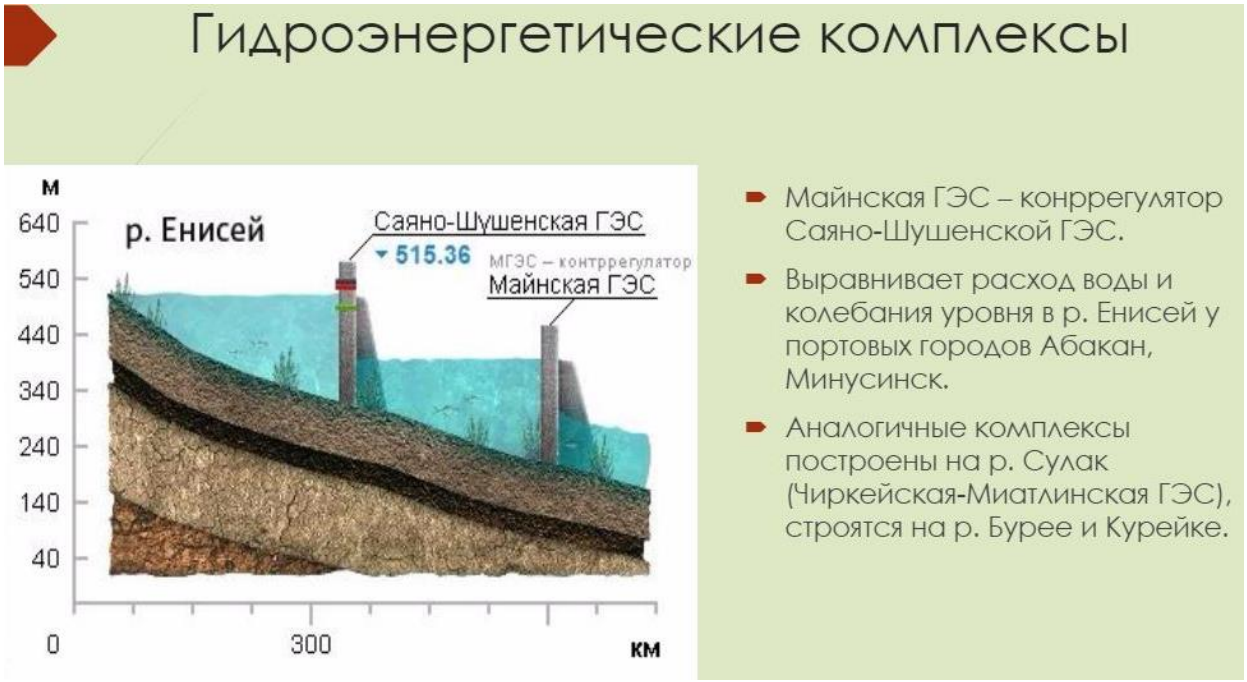


Наши основные каскады это: Волжско-Камский каскад, большой, хорошо используемый. Благодаря Рыбинскому гидроузлу в верховье Волги в войну Москва смогла выжить. Ангаро-Енисейский каскад, включающий две станции на Енисее (Красноярская и Саяно-Шушенская) и пока 4 станции на Ангаре. Практически все реки России использованы каскадным способом: на Севере, в Карелии и Мурманском крае, на Дальнем Востоке, на Кавказе и т.д.

Есть ещё такие гидроэнергетические комплексы, которые специально сделаны для того, чтобы могли работать крупные, очень мощные станции.

Для того, чтобы резкие колебания воды, которые возникают при наборе мощности или при сбросе мощности ГЭС, в соответствии с потребностями энергетической системы, не сказывались на городах или предприятиях, находящихся ниже ГЭС по течению реки, устраиваются специальные ГЭС-контррегуляторы либо выбираются специальные режимы работы.

Рисунок 3.4.18. Гидроэнергетические комплексы



На Красноярской ГЭС, у которой ниже по течению крупнейший промышленный центр Красноярск, где в затоне порта зимуют корабли Енисейского речного пароходства, выбирается такой режим, чтобы корабли не бились друг об друга. А на Саяно-Шушенской станции сделан комплекс из двух станций, где верхняя – Саяно-Шушенская, большая, с большой мощностью, а нижняя Майнская станция мощностью меньше, чем один агрегат Саяно-Шушенской. Она предназначена для того, чтобы резкие колебания расхода воды, которые Саяно-Шушенская будет делать, набирая мощность, их аккумулировала в водохранилище и выравнивала расход воды в свой нижний бьеф. Чтобы большие колебания уровня воды не нарушали работу портов Абакана и Минусинска.

Последние несколько слов о том чем мы управляем и зачем. Энергетическая система, в которой мы с вами живем, обслуживает примерно четвёртую часть нашей территории. А три четверти она не обслуживает. Все крупные станции, о которых мы говорим, построены в концепции развития Единой энергетической системы. Все крупные гидроэлектростанции, которые строились и строятся в Сибири, тоже исходили из советской концепции «Всё вокруг колхозное, всё вокруг моё», собственность на все государственная, а распределение доходов и расходов происходит тоже на общегосударственном уровне. А, следовательно, никому никакая станция никому не принадлежит, электрические сети тоже никому не принадлежат, они общие, никто на них деньги не зарабатывает, потому что мы все удовлетворяем потребности населения, и все ресурсы распределяем в соответствии с государственным планом. А значит неважно как далеко от потребителя расположены источники энергетических ресурсов, их можно соединить общегосударственной сетью электропередачи, соединяющей крупных потребителей и крупные электростанции.

Почему крупные? Потому что на крупном промышленном объекте коэффициент использования и оборудования, и рабочей силы, всегда выше, поэтому крупные станции – экономически целесообразны. Крупные станции могут быть на Востоке, а потребители могут быть на Западе. И тогда мощность будет перетекать на тысячи километров с Востока на Запад. Будут потери? Будут. Будут потери 14%. Хотелось бы, чтобы они были не больше 10%, но в некоторых местах они могут быть до 20%, что совсем плохо. Но при централизованном финансировании можно построить и линии в 1100 кВ. А кто возьмётся это строить сейчас, если это не будет государственной программой? Пожалуй, такого инвестора сейчас найти будет очень нелегко. Поэтому крупные станции, которые строятся, уже оказываются в некотором противоречии с той идеей единой энергосистемы, с которой эта система строилась в шестидесятые-семидесятые годы. Вы завтра будете слушать лекцию об управлении. Вам будут рассказывать, как хорошо они управляют Единой энергетической системой России в том виде, в котором она сейчас существует. И спасибо им – благодаря их работе система работает надёжно, и максимальных отключений, деления её на части сейчас почти не происходит, хотя всякие аварии в энергосистемах возникают.

Но если мы централизованно снабжаем только четверть территории, то как мы снабжаем оставшиеся три четверти? Предположим, там живёт мало народу, а снабжать-то всё равно надо? Поэтому во всех местах есть собственные локальные «энергосистемки», которые не соединены с единой энергосистемой, но тем не менее работают в том же самом режиме, как все остальные: электростанция-генератор, линия электропередачи, соединяющая станцию с потребителем, и потребитель. Дальше возникает главная задача, ради которой мы все работаем.

В учебниках написано: все ГЭС проектируются для того, чтобы работать в пиковой части графика. Но вы видите, они работают далеко не в пиковой части графика электропотребления. А есть ещё «ГЭС в базисе» – это ГЭС, которые работают с постоянной мощностью. Почему? Потому что если тепловые станции могут работать на электричество и на производство тепла, то мы работаем на производство электричества и регулирование подачи воды, которая идёт на орошение, в сельское хозяйство, в городское хозяйство, на предприятия, всюду. Это вода, без которой невозможно существование людей. И если нам не нужно производить электричество в этот момент, но вода нужна, то так же как зимой, теплоэлектроцентрали работают по теплофикационному графику, точно так же ГЭС, которые находятся в базисной части или их части, работают по водохозяйственному графику.

И, наконец, вы видите, пик графика. Пик – это не очень хорошо. Чем больше пик и то, что между пиками, это называется «провал»: ночной провал, дневной провал – если неравномерный график, если провал большой и пик большой, то это говорит о том, что мы плохо спроектировали структуру потребления: мы всё время что-то потребляем днём и совершенно ничего не нашли для

употребления ночью. Японцы в 1970 году, когда начался первый нефтяной кризис, первым делом сделали график потребления в 2,5 раза равномернее, что позволило стране, не имеющей энергетических ресурсов, сохранить лидирующее положение в мире.

Что такое большой пик? Это значит, что мы плохо используем произведенное электричество, это значит, что энергетическая ёмкость произведенной продукции слишком велика. А что значит большой провал? Это значит, что ночью, когда энергия должна потребляться, в действительности не потребляется, т.е. структура потребления далека от совершенства и не сбалансирована со структурой генерации электроэнергии.

Атомные электростанции не очень сильно регулируют мощность, в пределах 10%. А разгружать атомную станцию вообще-то нежелательно. Тепловые станции можно разгружать, но часть из них, с очень крупными машинами тоже разгружается плохо, поэтому остановить, а потом запустить ее – для этого нужно несколько суток. А чтобы её приостановить … Вот вам на предыдущей лекции сказали: «Вы можете успеть за 2 часа, за 2,5 часа её запустить» – такая маневренность для регулирования графика потребления Единой энергосистемы явно не подходит. Гидростанция, например, запускается за 2 минуты. У неё скорость набора нагрузки может быть около 50 МВт/с. Поэтому ГЭС и рассматриваются в качестве источников пиковой мощности энергетической системы.

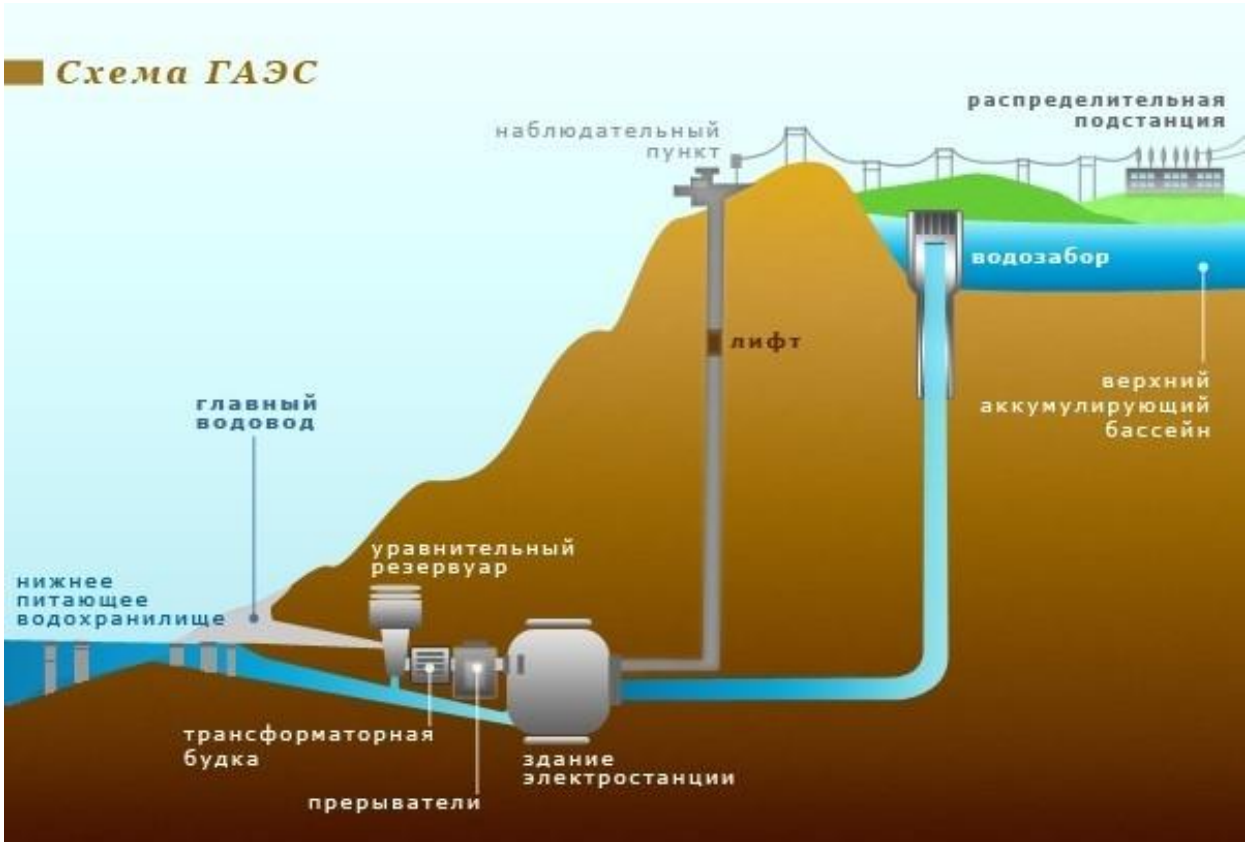
Для того, чтобы повлиять на провал и пик графика потребления со стороны генерации, делаются аккумулирующие станции, и типов аккумуляторов может быть огромное множество. Это могут быть электрические аккумуляторы, гравитационные аккумуляторы, какие угодно аккумуляторы. Но наибольшее распространение сейчас, как самые простые и технологически понятные, имеют гидравлические аккумуляторы. Часто их называют «гидроаккумулирующими электростанциями».

Посмотрите на Рисунок 3.4.19. Здесь вы видите цикл работы (разряд и заряд) гидроаккумулирующей электростанции.

Гидроаккумулирующих электростанций в мире много. Вы видите, энергоэффективность позволяет снизить дневной пик, а на ночной провал средства энергоэффективности не влияют, он как был, так и остался. И именно в ночном провале и должны заряжаться гидроаккумулирующие станции.

Рисунок 3.4.19. Гидроаккумулирующие электростанции

Рисунок 3.4.20. Принцип работы и схема ГАЭС



Принцип работы ГАЭС:

- В период избыточной выработки электроэнергии электростанциями энергосистемы ГАЭС закачивает воду в верхний бассейн (аккумуляция), работая в режиме насоса.

- В период недостающей выработки и мощности электроэнергии потребителям энергосистемы ГАЭС сбрасывает воду из верхнего бассейна в нижний, работая в режиме обычной ГЭС (генерация).

Рисунок 3.4.21. ГАЭС в мире и России

Конструктивно у ГАЭС есть бассейн или водохранилище внизу, есть водохранилище наверху. В режиме аккумуляции электрическое оборудование ГАЭС работает как двигатели, а гидромеханическое – как насосы, и закачивает воду из нижнего бассейна в верхний, используя несбалансированное потребление электроэнергии. Когда возникает недостаток электроэнергии в энергосистеме, вода из верхнего бассейна сливается, гидравлические машины работают как турбины, а электрические, соответственно, как генераторы. Для ГАЭС несовмещенного типа отдельно устанавливаются турбогенераторы и, соответственно, насосодвигатели.

Как ГАЭС используют в ЕЭС России, как она компенсирует свои затраты? Считается, что эффективность этой станции зависит от разницы цены на электроэнергию днём и ночью, и на этом-то она и живёт сейчас. Но вы подумайте, кому такая станция нужна? Мы с вами занимаемся бизнесом, нам нужна такая станция, чтобы мы зарабатывали на этой разнице тарифа? Или разнице цены рыночной, которая есть в ценовых зонах нашего рынка? Если посчитать, окажется, что нет. А кому она нужна? Она нужна тем, кто разгрузиться не может, другим станциям. Вот кому она нужна!

Однажды на обсуждении в «Роснано» представители «Росатома» сказали: «Ну, вы понимаете, мы бы, конечно, были бы за строительство ГАЭС, но ведь никто же не хочет строить гидроаккумулирующие станции. Вот «РусГидро», например, взяла бы и строила их, но только что-то они не хотят это делать: то ли денег нет, то ли ещё чего». Тут я сказал: «Вот если бы вам, товарищи атомщики, сказали, что вы должны построить атомную станцию, которая должна набирать мощность с такой-то скоростью и регулировать её в таком-то диапазоне, то вы бы сами строили гидроаккумулирующие станции вместе со своими атомными, потому что только этим и будет достигается соответствующий эффект строительства атомной электростанции».

Поговорим о малых гидроэлектрических станциях (МГЭС). Малые ГЭС бывают разные, строятся в разных местах и имеют очень разную конструкцию. На Рисунке 3.4.22 показана одна из конструкций малой ГЭС: под этой воронкой внизу находится турбина.

Рисунок 3.4.22. Одна из конструкций малой ГЭС

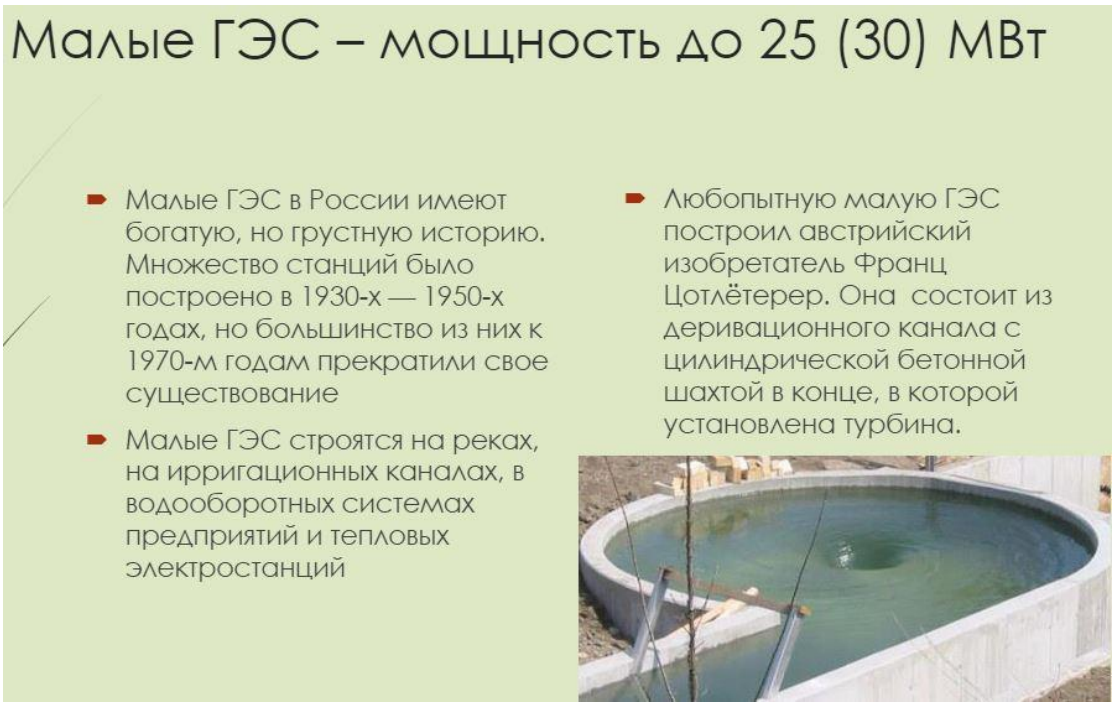


Рисунок 3.4.23. Особенность МГЭС

И, напоследок, тезисно о будущем гидроэнергетики.

- Когда мы начинаем использовать энергию воды, особенно в реках, то мы должны говорить, что мы её должны использовать комплексно, не делая приоритетов между какими-то способами использования воды.

- Должны сооружаться различные энергосистемные комплексы в рамках нашей Единой энергосистемы так, чтобы внутри их были станции разной маневренности, разной скорости набора и уменьшения мощности, и использующие разные источники энергии.

- Необходимо широкое развитие гидравлических аккумуляторов различной мощности: от мощных системных до локальных бытовых– это то, чего энергосистеме очень не хватает.

- Нас ждёт использование гидро-ветроэнергетических энергокомплексов и других гибридных энергетических комплексов производства, аккумуляции и потребления электроэнергии.

- За этим будущее.

Спасибо за внимание и творческих успехов вам в жизни!

Управление традиционными электроэнергетическими системами

Опадчий Федор Юрьевич,
Заместитель Председателя Правления АО «СО ЕЭС»

Поговорим сегодня про энергосистему как таковую. Я так понимаю, что многие вещи из разряда электроэнергетики вы сегодня уже смогли обсудить. Возможно, где-то я буду повторяться, но постараюсь донести до вас взгляд на функционирование и развитие энергосистемы со стороны системного оператора.

Давайте начнём с простого. Энергосистема, это, как и любая система, это совокупность элементов, связей и процессов, которые проистекают внутри. Соответственно, электроэнергетическая система – это совокупность средств производства электроэнергии – электростанций, соединённых между собой электрической сетью, и важно — связанных общностью электроэнергетических режимов, которые протекают в этой системе. Ниже представлено более формальное определение.

Энергетическая система (энергосистема) — совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединённых между собой и связанных общностью режимов в непрерывном процессе производства, преобразования, передачи и распределения электрической и тепловой энергии при общем управлении этим режимом.

Часто вместе с электрической частью рассматривается и тепло. Я покажу это в цифрах, но большая часть электроэнергии производится в нашей стране **по комбинированному циклу**, то есть при одновременном производстве тепла и электроэнергии. Это наиболее экономически эффективный способ производства энергии из традиционных источников. Поскольку это единый цикл, то режимы производства тепла и электроэнергии технологически связываются. С этим связана достаточно большая проблематика работы ТЭЦ (теплоэлектроцентралей – электростанций, которые производят тепло и электроэнергию) не буду на этом останавливаться, но в принципе справедливо, когда мы говорим о Единой энергосистеме России рассматривать и еще централизованное теплоснабжение.

Мы уникальная страна. Существует ряд северных стран, например, Дания и Финляндия, где большая доля производства энергии комбинированного цикла, но они несоразмерны с нами по масштабам энергосистемы. Весь остальной мир в целом мало использует комбинированный цикл производства тепла и электроэнергии в силу климатических и иных природных условий. Где-то гидроэнергетика является основой производства электроэнергии, где-то просто зависимость от режимов тепла, как в нашей северной стране, не является такой критической и эффективнее применять децентрализованные системы горячего водоснабжения и теплоснабжения.

Дальше я буду говорить про сложности и проблемы, которые существуют, при управлении режимами работы большой

энергосистемы. Надо сразу для себя ответить на вопрос: а зачем собирать эту всю совокупность средств производства, передачи и потребления в некую единую, связанную сущность. Ответ очень простой. Автомобиль можно считать сильно упрощенной моделью энергосистемы, в нем есть один генератор, аккумулятор, есть несколько источников электропотребления. Никто не ставит отдельно генератор на фары, на двигатели, еще на что-то. Идея в том, что потребление отдельных энергоприемников, скажем так, статистически непрогнозируемо, но когда вы рассматриваете совокупность потребителей, то чем их больше, тем более хорошо они подвержены статистическим методам прогноза своего поведения и самое главное – маловероятно, что все они одновременно захотят потреблять свой максимальный объем электроэнергии.

1. **Потребление отдельных потребителей носит случайный характер, но поведение совокупности потребителей статистически хорошо предсказуемо.**

Включая дома свет, вы включаете его в непредсказуемый для системы момент времени, но профиль потребления энергосистемы с точностью меньше процента в режиме на завтра – это наше качество прогнозирования электропотребления в системе, меньше процента ошибки. Бывают отклонения, но средняя величина в районе полупроцента. Соответственно, за счет эффекта масштаба мы получаем существенно более прогнозируемое поведение электропотребления в системе.

2. **За счет эффекта совмещения достигается кратная экономия необходимых объемов мощности, гарантирующих покрытие потребности в электроэнергии каждым потребителем.**

Когда потребителей много, и их поведение случайно – потребность в электроэнергии у них возникает в разное время – проявляется так называемый «эффект совмещения». То есть когда в среднем такой системе требуется мощность меньше, чем сумма потребностей каждого из элементов. Ваша квартира присоединена на 10 кВт мощности, у вас вся проводка сделана на то, чтобы 10 кВт мы могли включить в любой момент времени, но очевидно, что вы не потребляете постоянно 10 кВт. Включили чайник – добавился киловатт, выключился чайник – значит, потребление упало. Даже в масштабах дома происходит эффект совмещения, потому что даже вероятность того, что все одновременно включат свои чайники в одном жилом доме, уже близка к нулю.

Если мы рассматриваем энергосистему более крупную, чем город, регион, страну, то, соответственно, эффект совмещения кратно возрастает, когда единичные потребности отдельных потребителей сильно сглаживаются и хорошо, как я уже говорил, статистически прогнозируется. А что это даёт? А это позволяет вам не содержать в системе столько мощностей по производству, чтобы в каждый момент времени быть готовым удовлетворить всех участников с их полной мощностью. Соответственно, за счёт системного эффекта достигается принципиальная экономия на

объёмах поддерживаемых мощностей в системе, которые ей нужны для того, чтобы каждый потребитель в любой момент мог любую нужную ему мощность, но об этом тоже отдельно поговорим, потребить из системы.

3. Традиционные способы производства электроэнергии кратно более эффективны на крупных объектах.

Есть большая дискуссия по поводу возобновляемых и иных новых технологий производства электроэнергии. В этой точке, собственно, одна из таких базовых вещей, которые, если поменяются, то изменится традиционная структура энергетики. Она заключается в том, что до сегодняшнего дня производить электроэнергию на крупном оборудовании было экономически существенно более эффективно, чем на мелком. То есть, если у вас есть турбина 800 000 кВт, то топливные затраты у нее будут значительно ниже, чем, например, у дизель-генератора, который вы можете у себя поставить. Именно поэтому у нас массово в резервных целях используются такие бытовые дизельные генераторы на случай, если отключилось электричество. Но никто не использует их для того, чтобы не покупать электроэнергию из энергосистемы, даже по большим тарифам, потому что это всё равно дороже получается. В этом смысле традиционные способы производства электроэнергии путём сжигания топлива, перевода тепловой энергии в электрическую эффективны при значительной величине единичной мощности производства. Именно поэтому энергетика развивалась на базе крупных электростанций, а не была распределённой. Но если производить электроэнергию эффективно на блоке 800 МВт, то, соответственно, нужно построить сеть, в которой будет большое количество потребителей, потому что каждому нужен киловатт, чтобы включить свой чайник. Соотношение большое, соответственно, возникает потребность в сети, которая позволит передать от большого крупного единичного источника электроэнергию, распределенную на группе потребителей.

4. Наличие множества генераторов в системе и сложная сеть – залог резкого повышения надежности энергоснабжения отдельных потребителей.

Что на самом деле даёт система? Вот простой пример с Интернетом. Мы знаем, что Интернет – супернадёжен, он спроектирован специально на возможность потери отдельных маршрутов внутри себя. Так устроена маршрутизация в современных IP-сетях, что автоматически пакеты находят свой маршрут из точки А в точку Б по неизвестному, на самом деле, заранее маршруту в случае потери отдельных связей в системе. В электроэнергетике, и вообще в электричестве, законы действуют другие, про это тоже поговорим, но принцип тот же. Если у вас есть достаточно сложная сеть, вы можете прорезервироваться. А если есть только генератор, который стоит рядом и снабжает электроэнергией вас, сломался, то вы сидите без электричества, если у вас в автомобиле генератор сгорел, у вас машина дальше не едет. Когда у вас есть сложная сеть, вы резервируете возможность

поставок электроэнергии с помощью сети от других генераторов, которых много в системе, и в целом система получается более надежной за счет тех резервов, которые в ней существуют.

Соответственно, все эти плюсы делают оправданными движения к построению энергосистем, которые во всём мире развиваются в сторону увеличения масштабов. Существует множество процессов объединения, наращивания связей между энергосистемами практически в любой точке мира, куда вы не посмотрите. В Европе традиционная электроэнергетика строилась в привязке к странам, с существенно меньшим приоритетом развития межстрановых связей. Каждая страна стремилась создать самодостаточную энергосистему в своих границах. Однако сегодня, огромное количество проектов реализуется именно по межстрановому — на примере Европы — развитию передачи, именно для всё большего и большего объединения локальных энергосистем, поскольку это несет прямую экономическую выгоду за счет более оптимального использования имеющихся источников энергии и снижения требований по резервированию. Собственно, в нашей стране это происходило ровно таким же образом, мы развивались путём последовательного соединения региональных энергосистем, таких, например, как Мосэнерго. То есть была система, которая обеспечивала электроснабжение Москвы и области, она в какой-то момент была подключена к Тульской энергосистеме. Соответственно, последовательное объединение региональных систем и привело уже достаточно давно к созданию той Единой энергосистемы России, которая у нас есть сегодня.

К сожалению, электроэнергия ведёт себя непослушным образом. Существуют, известны давно физические законы, определяющие, как распространяется электричество в сетях переменного тока. Физические свойства сети, ее топология определяют, как в системе будут распределены перетоки. В этом смысле задача использования сети для передачи электроэнергии отличается, например, от задач транспортного типа, которые решает Яндекс-навигатор. Электрону нельзя сказать: «Пожалуйста, не теки по этим проводам, теки по другим». Точнее так: можно, но на сегодняшний момент это очень дорого. Да, можно отключить линию, но изменить пропускную способность линии плавно можно только с применением специальных технических решений. Существует специальная силовая электроника, которая позволяет делать это, такие решения применяются, но пока очень узко и в очень специфических случаях, поскольку это, повторюсь, очень, очень дорого на сегодня.

5. **Электроэнергия сама по себе не подлежит хранению и на сегодняшний момент не создано дешёвой технологии ее хранения.** Существуют традиционные технологии хранения электроэнергии в промышленных масштабах - гидроаккумулирующей станции, которые позволяют накапливать электроэнергию в одни часы и отдавать в другие. Но это дорогая технология, более того, ее стоимость будет расти, потому что гидроаккумулирующие станции требуют соответствующего рельефа местности. Там идея очень проста: есть два озера, мы перекачиваем воду с нижнего в верхнее, тратим электроэнергию, а

потом запускаем обратно и получаем электроэнергию. Как ГЭС, только она ещё может накачать воду обратно. Проблема в том, что таких естественных площадок в природе остается все меньше и их освоение становятся всё более дорогими. По всему миру имеется понятный тренд на рост стоимости накопления при использовании такой технологии. Есть большое количество исследований и инноваций, направленных на аккумуляторные и иные технологии хранения. Но м сожалению, на сегодняшний момент промышленные технологии, по стоимости соизмеримые с теми же ГАЭС, пока не созданы, все очень ждут. И это вторая точка, как только появится дешёвая технология хранения электроэнергии в промышленных масштабах, опять же, принципы построения энергосистем начнет меняться.

6. **Переходные процессы в электроэнергетике крайне скоротечны.** Возникшее короткое замыкание или отключение линии моментально сказываются на режимах работы системы. Изменение выработки или, наоборот, какое-то дополнительное потребление практически моментально должно быть скомпенсировано системой. В противном случае она выходит за нормативные режимы своего функционирования. В том сложность электроэнергетики, что для многих процессов нет времени подумать и принять какие-то компенсирующие методы. Именно поэтому управление энергосистемами построено на, с одной стороны, таком эшелонированном планировании режимов, чтобы заранее спланировать, состояние энергосистемы в каждую конкретную секунду, а с другой – эшелонированная система защиты системы при отклонении от плановых значений и нормативных параметров. Есть огромное количество автоматики, есть диспетчер, который отвечает за то, чтобы баланс в энергосистеме поддерживался и соблюдались требуемые параметры ее работы. В отличие, например, от газовых сетей, где изменение режимов закачки газа в начале газопровода – в конце газопровода может проявиться через сутки. То есть процессы в других средах проистекают существенно более медленно, что принципиально определяет способ управления такими системами. Во многие быстроразвивающиеся процессы человек в принципе не может вмешаться и скомпенсировать, здесь большое место отведено именно автоматическим устройствам. Но человек может заранее задать алгоритмы работы этих автоматик, которые в быстрых процессах примут первые необходимые действия.

7. Последнее: **большинство оборудования, которое работает в энергосистеме,** способно работать не то что эффективно, а в принципе **работоспособно в узком диапазоне нормальных значений**. То есть представьте, что у вас есть автомобиль, который 100 км плюс-минус 3% может ехать, а в случае, если скорость вышла за эти границы, он ломается и останавливается.

Пример жизненный, потому что тут два момента. Первое: создавать устройства – трансформаторы, линии, в которых был бы большой запас на какие-то непредсказуемые отклонения, опять же можно, но дорого. То есть резервировать пропускные способности, например, линии электропередач, да, нужно, но лимитировано,

потому что мы просто будем переплачивать за толщину проводов. Оборудование всё должно работать в оптимальных режимах. Вы наверняка знаете из прессы, что в энергосистемах периодически случаются крупные системные аварии, когда миллионы человек остаются без света, и потом ещё отдельный вопрос, а как обратно их всех подключить.

Причины всех таких аварий разные, но развитие у них ровно следующее: происходит какое-то нарушение в работе энергосистемы, действующие средства противодействия этим нарушениям не срабатывают или недостаточны, поэтому система выходит из состояния равновесия. Чем дальше она от оптимальных параметров, тем более она неустойчива. Если система не удержалась в точке оптимума, можно нарисовать себе график: чем дальше она отклоняется от пика, тем сильнее она стремится выйти из сбалансированного состояния.

Например, на атомных станциях есть внутренняя автоматика, которая обязана отключить оборудование от сети при отклонении частоты в энергосистеме более чем на определенную уставку. Соответственно, если в системе возникает дефицит, частота снижается и в какой-то момент из-за этого от системы отключается еще часть электростанций, потому что автоматика защищает оборудование электростанций — так настроена автоматика, что приводит дальнейшему нарастанию небаланса. В результате нарушения отягощаются, и это часто приводит к крупным массовым отключениям. Например, в 2003 году в результате крупной системной аварии в части северо-восточных штатов США и Канады без света осталось одновременно около 50 млн человек. Развитие таких нарушений происходит по одному сценарию: отдельные элементы оборудования выходят за допустимые диапазоны работы, это отягощает режимы работы самой энергосистемы, что провоцирует каскадное отключение других элементов.

В силу таких особенностей в энергосистеме:

- должен **постоянно поддерживаться баланс производства и потребления активной и реактивной мощности**. Помимо активной мощности есть ещё реактивная мощность – это всё, что связано с напряжением в сети.

- должны **предприниматься специальные меры к обеспечению устойчивости системы** (статической и динамической) и **постоянному соблюдению всех допустимых режимов работы каждой единицы оборудования**.

- должны **постоянно поддерживаться необходимые резервы всех видов**. Чаще всего мы говорим о необходимых резервах активной мощности, то есть генератор, который может загрузиться или включиться, если появилось дополнительное потребление. Есть резервы для активной мощности, есть резервы пропускных способностей сети, есть резервы автоматического регулирования: первичное,

вторичное, третичное регулирование. Это специально подготовленные (размещённые) резервы, которые активируются автоматически или вручную диспетчером в случае, если в системе произошло что-то не запланированное. Поскольку система работает круглосуточно, безостановочно, то эти резервы поддерживаются постоянно и в необходимом объеме.

Такая сложная система, ее элементы, связи и процессы, которые в ней проистекают, не может существовать без определенной логики, встроенной в неё.

Электроэнергетическая система (ЭЭС) не может работать без централизованной системы **оперативно–диспетчерского управления (ОДУ)**, отвечающей за ежесекундное поддержание баланса производства и потребления электроэнергии и поддержание нормативных параметров работы системообразующих элементов

То, что у нас называется «оперативно-диспетчерское управление», отвечает за работоспособность и существование единства электроэнергетического режима в ЕЭС России.

Такая конфигурация энергосистем существует везде, во всём мире. И, надо сказать, что эта базовая логика её построения. Несмотря на все новые средства производства электроэнергии, ее принцип везде и у всех пока остаётся примерно один и тот же. Существуют маленькие изолированные энергосистемы, например, это может быть посёлок где-нибудь на Дальнем Востоке, в посёлке есть дизель. И это тоже энергосистема, она может управляться в автоматическом режиме, она в этом смысле технически простая. Когда у системы увеличивается сложность, несмотря, повторюсь, на всё развитие вычислительных возможностей, алгоритмов и связей, всё равно: везде, в любой средней и более крупной энергосистеме есть отдельная функция по оперативно-диспетчерскому управлению, которое на сегодняшний момент выполняется человеком при большой доле автоматизации тех действий, которые он делает. Это первое.

Второе: **часть действий выполняется предиктивно**, то есть человек настраивает алгоритмы, и дальше эти алгоритмы работают в тех процессах, когда требуются миллисекундные реакции.

Рисунок 3.5.1. План генерации и потребления ЕЭС России на 26.07.2017

График на Рисунке 3.5.1 показывает данные как раз на 26-е, сегодняшнее, число. Это график производства и потребления электроэнергии в Единой энергосистеме России. Мы видим, что у него есть ярко выраженный профиль. Ночью электропотребление снижается. Догадайтесь, почему. Потому что промышленность у нас на ночь в большинстве своем отключается, да и население глубокой ночью потребляет меньше.

Сам по себе график в достаточной степени отражает индустриальную развитость соответствующей территории. Во времена индустриальной революции чем более плоским был этот график, тем нагляднее он говорил о том, что соответствующая страна была промышленно более развитая. Почему? Потому что это значит, что основные потребители – это промышленные предприятия, которые работают круглые сутки, у них ровный график электропотребления, а доля потребления населением незначительна. Соответственно, чем более плоский график, тем более индустриально развита экономика. Сейчас происходит другой эффект: если посмотреть, например, на американский график, то у там во многих случаях от штата к штату эта разница между дневным и ночным потреблением существенно больше. Она там может доходить до 80%. Почему? Все работают в офисах, где есть кондиционирование и освещение, ночью все спят, а энергоемкой промышленности, работающей ночью, например, вообще нет. Если посмотреть статистику, и в нашей энергосистеме профиль начинает постепенно увеличиваться, то есть дневной максимум растет чуть-чуть быстрее, чем ночной, потому что доля потребления непромышленной нагрузки медленно, но увеличивается.

Потребление в системе = потребление всех потребителей + потери на передачу.

Баланс в системе поддерживается с учетом объемов экспорта/импорта.

Как вы видите, при всех моих призывах, что должен быть баланс, есть разница между генерацией и потреблением. Но тут ответ очень простой: в системе есть потери, которые происходят при передаче от генераторов потребителям через сети. Да и есть экспорт и импорт из/в ЕЭС, но его объем не превышает примерно 1% от общего электропотребления. У нас не очень большие поставки в соседние энергосистемы и от них к нам, но при этом мы работаем в режиме единой энергосистемы с единой частотой с большинством стран бывшего Советского Союза. ЕЭС России является крупнейшей частью того, что было построено как технически единая система во времена СССР. Топология сети с тех времён не сильно изменилась. Сегодня мы работаем в параллельном режиме, например, со странами Балтии. Интересный пример, у них все правила торговли, и, как следствие, планирования и управления режимами, сегодня такие же, как на Нордпуле (Nord Pool): - правила принятые скандинавскими странами Европы. . У нас правила свои, а вот технически энергосистемы работают как единое целое. Глубинные различия в правилах безусловно вызывают ряд проблем, но пока они успешно решаются - во многом благодаря “запасам”, заложенным при проектировании энергосистемы во времена СССР. У нас единая частота, и мы связаны общим режимом параллельной работы.

На Рисунке 3.5.2 показан график частоты в энергосистеме за вчера (25 июля 2017).

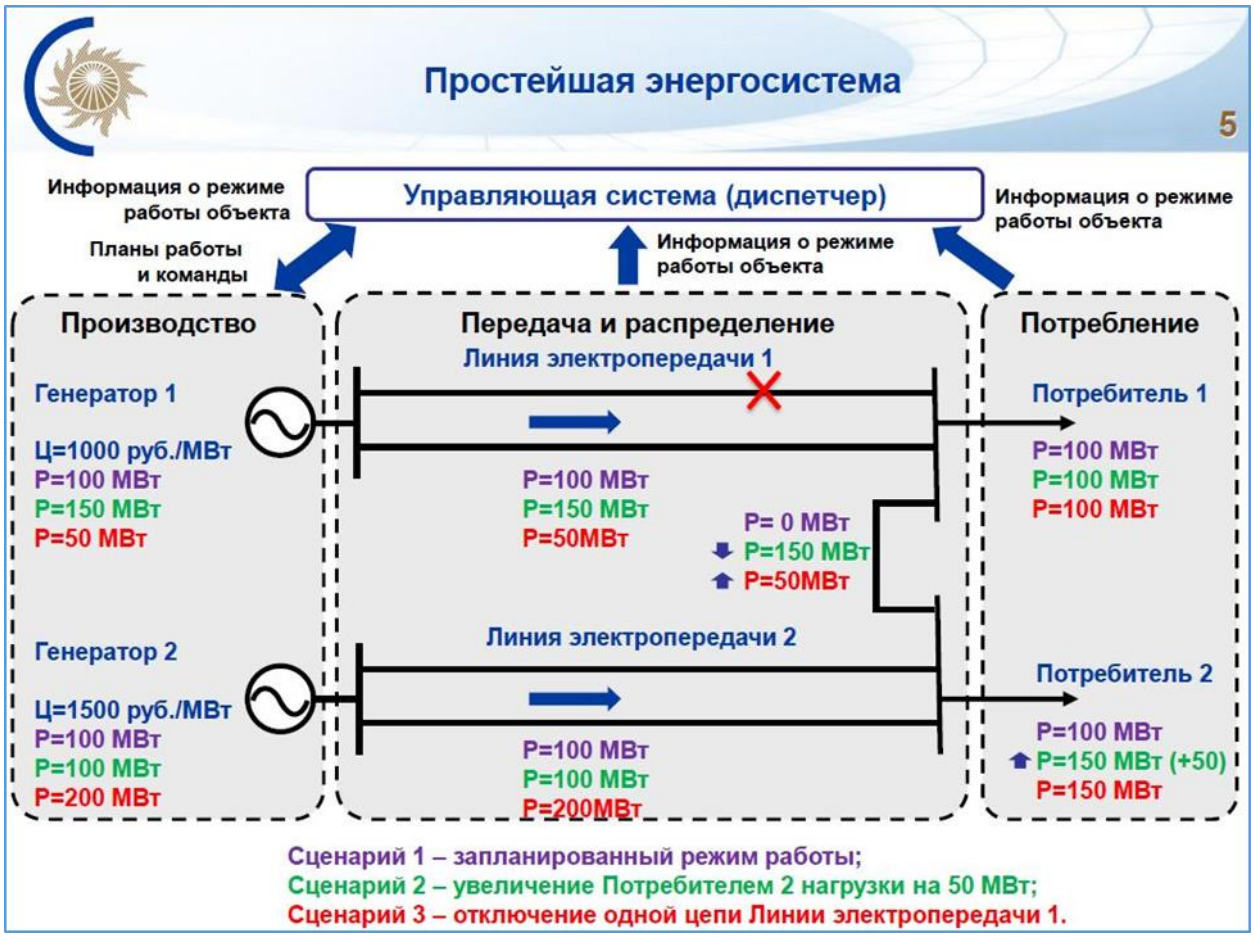
Рисунок 3.5.2. Частота в ЕЭС России на 25 июля 2017

Видите, вот была частота 49.098, выброс 0,02 – это на самом деле много. Есть стандарт, который определяет, что как раз в двух сотых частота может колебаться, а в случае, если она выходит за границы, то должна вмешиваться автоматика или человек. Почему частота? Это очень важный показатель работы системы как системы. Всё очень просто.

Частота – основной показатель наличия баланса в энергосистеме и один из основных показателей качества электроэнергии.

Как в общем случае вырабатывается электроэнергия? Есть электрический генератор, который крутится и вырабатывает переменный ток, а на другом конце сети – потребитель. Генератор крутит какой-то двигатель. Если вдруг у нас включился ещё один потребитель, энергии нужно больше, генератор начинает крутиться медленнее. То же самое, если потребитель отключился, а турбина или двигатель крутит генератор с тем же усилием –скорость вращения начинает расти, и частота в сети увеличивается. Простые физические законы. Отклонение частоты от нормативов говорит о том, что в системе появился какой-то дисбаланс. Именно поэтому значение частоты есть прямое отражение наличия баланса в энергосистеме здесь и сейчас. Там есть много сложностей. В моем примере процесс показан статически, а, как я уже говорил, все технические процессы проистекают в динамике, имеется много сложностей, связанных с переходными процессами. Но, если не углубляться, то частота показывает, что у нас всё было 25-го хорошо. Прогноз у нас на 26-е такой, но, повторюсь, точность прогнозирования, если что-то экстраординарного не произошло – например, чемпионата мира по футболу – достаточно велика.

Рисунок 3.5.3. Простейшая энергосистема



Режим работы всех на завтра. А всех – это кого, кстати? У нас больше 1000 крупных энергоблоков участвуют в единых процедурах планирования и управления и бессчетное количество более мелкого оборудования.

В чем сложность поддержания баланса? На Рисунке 3.5.3 приведён пример, он, может быть, выглядит страшновато, но… Всё очень просто. Давайте предположим, что у нас есть в системе 2 генератора и 2 потребителя. Вот эти два: первое – то, что малиновым цветом показано. Первый потребитель 100 МВт потребляет, второй потребитель 100 МВт. И генераторы каждый по 100 вырабатывает. Ну, хорошо. Возможен такой режим работы?

Сразу скажу, что здесь специально показано, что стоимость выработки электроэнергии первым и вторым генератором разная, значит приведенный здесь режим не является оптимальным экономически. Технически всё хорошо, так может работать энергосистема, но экономически — мы, по сути, лишние 500 рублей выкинули в никуда, потому что второй генератор, как более дорогой, просто сжёг больше топлива. Соответственно, первая задача: нужно управлять режимами работы всех этих элементов чтобы соблюдался баланс и параметры работы оборудования, а второе - нужно делать это экономически максимально эффективно. В этом и состоит задача управляющей системы.

Второй пример. Потребитель номер два увеличил нагрузку – это значит, что в этот момент для соблюдения баланса должен дополнительно загрузиться какой-то генератор. И мы видим, что в данном случае загрузился генератор один, который более эффективный. Баланс в системе восстановлен, причем экономически наиболее эффективным способом. Теперь третье, что может произойти. Линия может отключиться, и мы не сможем передать электроэнергию тем маршрутом, который был в варианте номер один. Соответственно, у нас остается единственный вариант: загружать более дорогой генератор, который находится внизу, потому что оставшаяся линия одна, та, что показана сверху, она сгорит, мы потеряем уже две линии, которые обеспечивают, такой электроэнергетический режим. Здесь показан принцип, утверждающий, что баланс должен быть, при этом он должен быть технологически исполним, если у вас линия одна отключилась, то вы должны другим способом обеспечивать баланс. Здесь есть большое пространство для принятия экономически оптимальных решений при безусловном соблюдении всех технологических ограничений, накладываемых параметрами оборудования, топологией сети и т.д.

На Рисунке 3.5.4 показана реальная энергосистема, первая в мире, причём существовавшая в России. Проводилось отдельное исследование. Считается, что у нас у первых эти эксперименты прошли успешно. Будете в Пятигорске, там рядом с “Провалом” есть музей, обязательно зайдите посмотреть. В 1913 году какое решили дело сделать? Были дизель-генераторы по 400 лошадиных сил, то есть была электростанция и решили дополнительно построить гидростанцию. Расстояние между ними было порядка 20 км. Был задуман и реализован проект, когда эти два источника

генерации были соединены в единую энергосистему, чтобы более надежно и эффективно снабжать подключенных к ней потребителей. Существовал специальный человек, который управлял загрузкой этих двух объектов генерации, чтобы балансировать существующее в системе потребление. Вот это и стало работающим примером первой в мире энергосистемы.

Рисунок 3.5.4. Первая в мире энергосистема

В ней решались задачи: первая – поддержание баланса спроса и предложения, вторая – оптимальной загрузки, третья – соблюдение параметров работы всех элементов оборудования, в том числе двадцатикилометровой линии переменного тока, которая использовалось для соединения двух электростанций. Проработала вся эта конструкция где-то месяц, после этого ее разобрали. То есть это было не единичное включение, а длительная по тем временам параллельная работа двух отдельных генераторов и ряда потребителей. Понятно, что автоматики тогда практически никакой не было. Но под руководством группы инженеров эта система заработала и практически доказала возможность построения энергосистем.

Может быть, вы уже видели сегодня, что у нас существует в настоящее время. У нас есть то, что мы называем единой энергосистемой. У нас есть энергосистема Востока, которая на сегодняшний момент работает изолированно от остальной части России и стран-соседей. На сегодняшний момент практически всё готово для того, чтобы синхронизировать эти две части ЕЭС России.

Кроме того, построено специальное устройство на подстанции «Ерофей Павлович» на границе между Читой и Амуром. То самое устройство, которое позволяет управлять пропускной способностью сети – вставка постоянного тока: на входе и выходе у такого устройства переменный ток, а внутри у нее есть двойное преобразование в постоянный ток с регулируемой пропускной способностью. На сегодняшний момент уже проводились эксперименты по синхронизации, но, на самом деле, есть ряд вопросов, которые надо решить. Во-первых, это, всё-таки, две большие системы с узким горлышком между ними. Во-вторых, есть регуляторный вопрос экономических последствий такого объединения, они пока не очевидны.

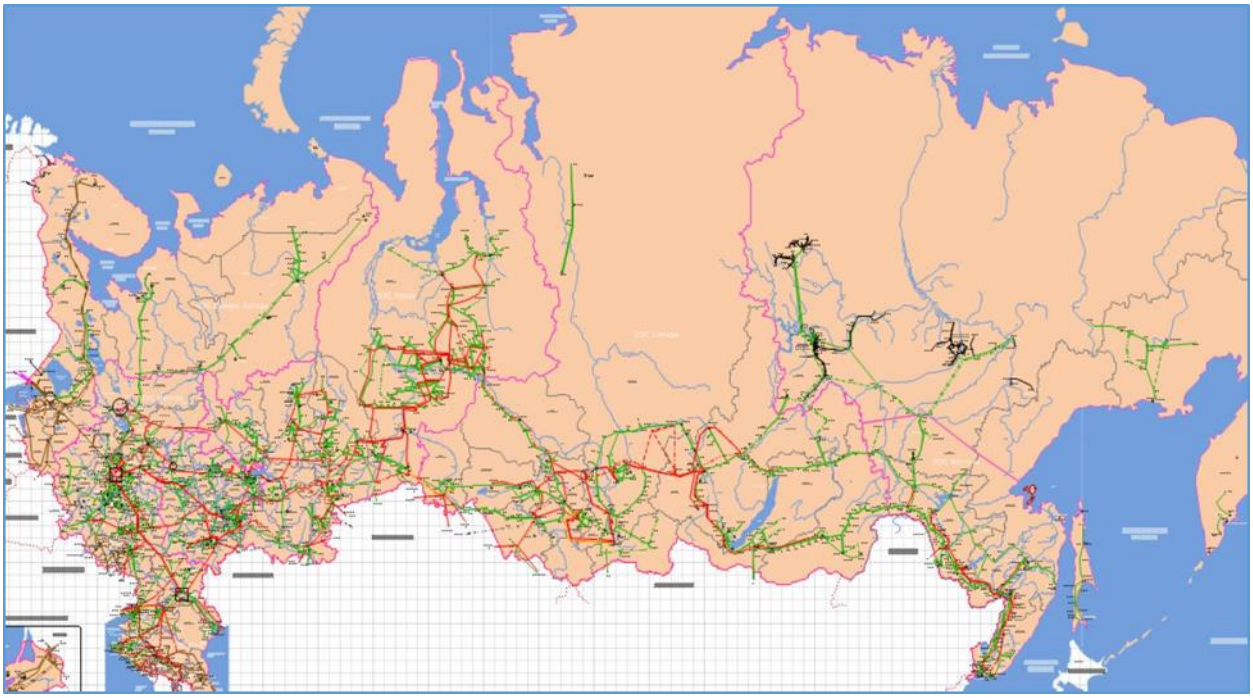
Де-факто ОЭС Востока работает отдельно, там поддерживается своя частота и свой баланс. Вся остальная часть работает синхронно, в параллельном режиме. Физической основой энергосистемы является Федеральная сетевая компания – это высоковольтные сети, которые обеспечивают транзиты между частями энергосистем. Под высоковольтными я понимаю ЛЭП 220 киловольт и выше, вплоть до 750 киловольт. Кроме этого, существует значительное количество распределительных сетевых компаний - Основная часть распределительных сетей входит в холдинг «Россети» Но есть еще более 2500, в основном мелких, распределительных сетевых компаний, часто обеспечивающих электроснабжение небольших поселений, крупных предприятий и т.д.

Рисунок 3.5.5. Основные параметры ЕЭС России

Пиковая нагрузка в ЕЭС России около 156 ГВт. Мы страна зимняя, поэтому у нас максимальная нагрузка зимой, потому что значительные энергозатраты у нас связаны с отоплением. Есть страны, которые имеют летний пик электропотребления, у них пик связан, в основном, с кондиционированием. У нас тоже есть такой регион, это – Кубань, где пик летний-идёт большой рост кондиционерной нагрузки, значит и быстрый рост электропотребления в жаркий период года.

У нас ЕЭС охватывает 8 часовых поясов, 69 региональных энергосистем, сгруппированных в крупные объединенные системы. Скажу про это чуть подробнее. Что такое 8 часовых поясов, и почему одной из причин создания ЕЭС как единой была как раз та самая логика совмещения, о которой я говорил? Если у вас на 8 часов восточная часть опережает центральную, это значит, что пик потребления в восточной Сибири наступает тогда, когда в центральной части ЕЭС ещё ночной провал. Соответственно, если посмотреть не на общую картину потребления по системе в целом, а посмотреть потребление по регионам, то мы увидим следование за ходом солнца максимума нагрузки через всю энергосистему. Изменения в часовых поясах, которые у нас были несколько лет назад, достаточно бурно обсуждались: а какие будут последствия с точки зрения энергопотребления, как это повлияет на совмещение общего пика в системе, потому что максимальный эффект достигается, когда максимум в разных территориях максимально в разное физическое время.

Рисунок 3.5.6. Карта-схема высоковольтной сети ЕЭС России



Посмотрите на Рисунок 3.5.6 – топология сети хорошо показывает, где у нас в основном живут люди и сосредоточена промышленность. Известны фотографии планеты из космоса, где освещённость указывает на уровень развития территории. По такому же принципу мы видим, что основная нагрузка и основная плотность сети находится в европейской части. Видим, что в

восточной части, Якутии и так далее, есть отдельные линии, совпадающие либо с маршрутами нефтепроводов, либо с районами золотодобычи и так далее. Всё, что выше, там жизнь есть, но с точки зрения электроэнергетики это, в основном, локальные генераторы или мини-энергосистемы. Северный завоз, туда везут солярку, и получается стоимость электроэнергии до 60 рублей за кВт-ч. Мы видим, что хребет проходит через всю страну — существует разрыв с восточной частью, но я про это уже говорил ранее.

Поскольку у нас протяженность сетей больше 2 миллионов километров, мы видим на Рисунке 3.5.7, что мощность подстанций, это только распределительных – 750 ГВА. Максимум потребления у нас 156 ГВт. То есть присоединенная мощность потребителей раз в шесть выше, чем максимум в системе.

Рисунок 3.5.7. Сети в ЕЭС России

Я в самом начале лекции говорил, что системный эффект возникает оттого, что все потребители статистически одновременно не захотят потребить свой киловатт-час, но каждый потребитель должен иметь такую возможность в принципе. Поэтому сеть обязана обеспечивать возможность передачи максимального (пикового) объема электроэнергии для каждого потребителя (что определяется при присоединении к сети каждого нового потребителя). А вот генерации в системе не нужно строить в расчёте на то, что все потребители одновременно включат всё, что у них есть.

По генерации. Как видно из Рисунка 3.5.8, основные объемы электроэнергии в России вырабатываются тепловыми электростанциями на газе. Следующая значительная доля – гидростанции. Большая часть из них сосредоточена в Сибири. Если посмотреть на сибирскую энергосистему, то там примерно половина выработки – это гидростанции, остальное – уголь. В европейской части у нас это, в основном, газовые ТЭС.

Рисунок 3.5.8. Структура установленной мощности

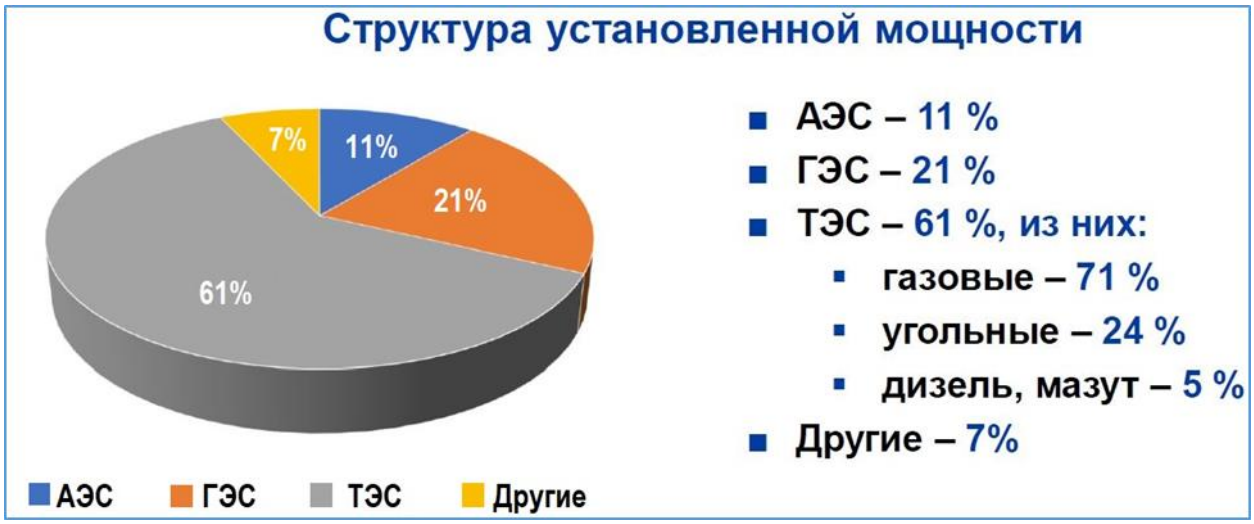


Рисунок 3.5.9. Структура потребления

По потреблению цифры тоже есть, см. Рисунок 3.5.9. Единственное, что я уже говорил, у нас соотношение промышленности и бытового сектора медленно, но всё-таки меняется в сторону бытового сектора.

Теперь про системного оператора. Управление энергосистемой России требует иерархической сети диспетчерских центров, которые взаимосвязано работают в круглосуточном режиме. На сегодняшний момент у нас в стране существует головной диспетчерский центр, есть 7 макрорегионов, близких к Федеральным Округам, в каждом из которых функционируют объединенные диспетчерские управления. Также практически в каждом субъекте Федерации, где ранее существовали АО-Энерго, функционируют региональные диспетчерские центры.

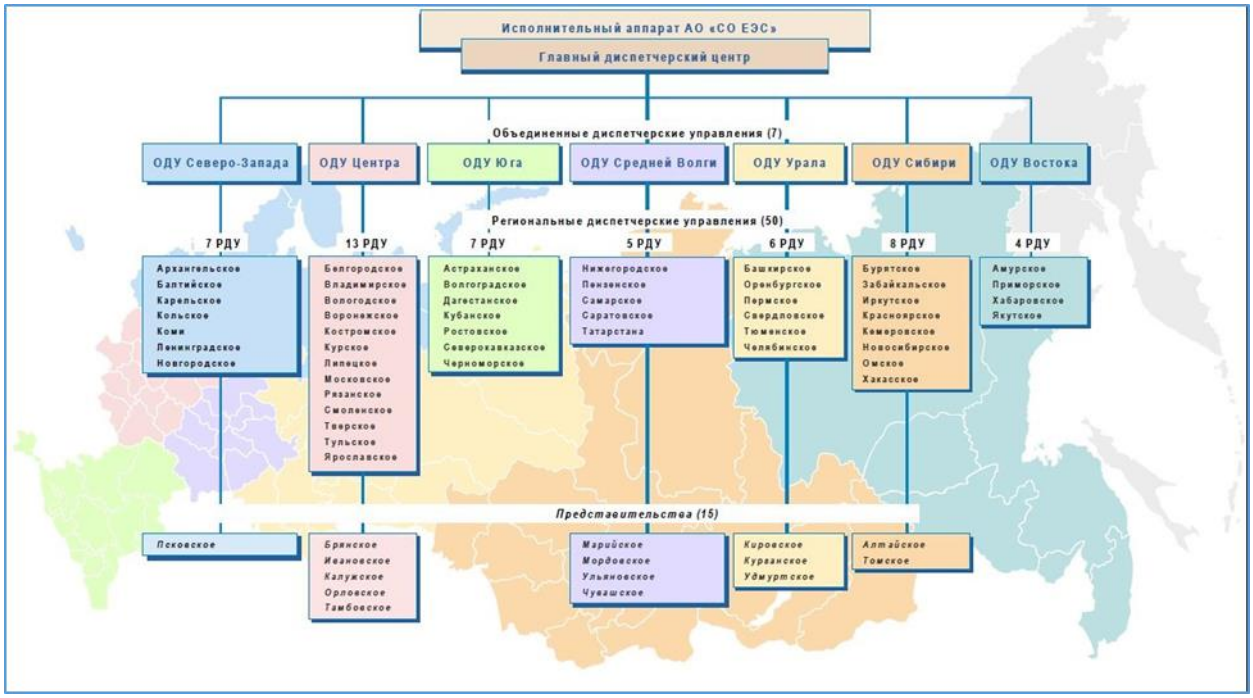
В структуру Системного оператора входят:

- Главный диспетчерский центр в структуре Исполнительного аппарата, г. Москва
- 7 Объединенных диспетчерских управлений (ОДУ)
- 50 Региональных диспетчерских управлений (РДУ)
- 15 Представительств

Важно, что это единая сеть диспетчерских центров, круглосуточно работающих и управляющих своим уровнем энергосистемы по всей стране. В распределительных сетях есть ещё от трёх до четырёх уровней управления, то есть в конкретном РЭСе есть оперативный дежурный, который следит за режимом работы своего оборудования, уже совсем распредсетевого, т.е. если у вас отключился дом – в Москве редко такое бывает, но бывает – то это увидит инженер РЭС и будет организовывать восстановление

Системный оператор сегодня является участником межгосударственных соглашений и объединений: БРЭЛЛ, КОТК (комиссии по оперативно-технологической координации) в рамках Электроэнергетического совета СНГ, двухсторонних договоров о межграничных электрических связях с Финляндией, Монголией и Китайской Народной Республикой.

Рисунок 3.5.10. Современная структура оперативно-диспетчерского управления Единой энергетической системой России



Я говорил, 12 стран работают с нами в параллельном режиме, то есть, по большому счету, технически это все остается единой системой со времен СССР: Беларусь, Украина, Казахстан, Латвия, Литва, Эстония, Азербайджан, Грузия, Узбекистан, Киргизия, Молдавия.... В разных странах сильно отличается

коммерческое и юридическое поле. Хотя технологически это по-прежнему единая система, мы стараемся удерживать единые технологические стандарты и так далее, но не всегда это получается. Система работы с соседними странами медленно, но разрушается. На Рисунке 3.5.11 показаны примеры, как выглядит диспетчерский зал.

Вот диспетчер, у него схема его зоны ответственности. Понятно, что за этим стоят серьезные вычислительные возможности и специализированное ПО. Самое главное – серьёзные телекоммуникации, потому что, как следует из теории управления, объектом, которого ты не наблюдаешь, управлять невозможно. Системный оператор собирает и обрабатывает порядка миллиона телеизмерений в секунду о режимах работы этой большой системы. Но и этого в общем-то не совсем достаточно для решения современных задач, потому что чем более наблюдаема система, тем более оптимален может быть режим управления ею. Если вы, например, не знаете, как в настоящее время работает конкретная линия, вы должны закладывать во все свои расчеты наихудшие условия её работы.

Рисунок 3.5.11. Примеры диспетчерских центров

Положительный эффект от развития информационных технологий энергетики состоит в том, что современные ИТ дают возможность более оперативно и достоверно получать информацию о параметрах элементов системы. Вы можете использовать для формирования наиболее экономически оптимального режима актуальные и реальные значения пропускной способности сетей, трансформаторов, мощностей генераторов, поскольку в противном случае вы должны использовать наихудший сценарий, если не владеете актуальными измерениями.

Как работает эта система оперативно-диспетчерского управления? Как я уже сказал, управление на самом деле начинается задолго до текущей актуальной секунды. На самом деле планирование Системным оператором начинается с 7-летнего периода. Сначала перечислю все временные горизонты, а затем поговорим подробнее о каждом из них.

В части, относящейся к управлению ЭЭС, система ОДУ основана на взаимоувязанных процедурах предиктивного планирования **со следующими временными горизонтами**:

- При разработке и реализации технологического присоединения новых объектов к системе и развитии сети
- На 7 лет вперед
- На 5 лет вперед
- На 1 год вперед
- На 1 месяц вперед
- В сутки Х-2 на 3 дня вперед
- В сутки Х-1 на 1 день вперед
- Внутри суток Х – ежечасное планирование

Существуют планы, прогнозы развития балансовой ситуации, какие объекты должны появиться. Есть ряд механизмов, которые позволяют эти прогнозы переводить в категорию планов. Так как у нас сегодня единый Госплан отсутствует, большая часть перспективных документов является всё-таки прогнозными, а не плановыми. Подробное точное планирование режима проводится на год вперёд, это важно, потому что нужно спланировать ремонтные программы оборудования. Вы не можете одновременно вывести в ремонт всё. Вам нужно так распределить программу ремонтов, чтобы у вас не нарушались параметры качества и надежности в любом месте системы, а в любое время. Это первое. И второе, электростанции должны заранее спланировать объемы поставок топлива. Существенное влияние на это оказывают прогнозы вводности в энергосистеме и прочие параметры. Но, безусловно, в этот момент планируются уже экономические параметры, которые формируют стоимость электроэнергии, в том числе регулируемые цены для населения. Вот это все осуществляется в режиме годового планирования.

Формируются месячные балансы и уточненные графики ремонтов оборудования. Активная фаза планирования начинается в сутки х-2, на 3 дня вперёд, когда определяются состав генерации, которая должна будет быть через 2 дня включена в систему. В чём здесь проблема? Проблема в том, что автомобиль заводится поворотом ключа или нажатием кнопки за секунды и он готов ехать. А у крупного энергоблока на электростанции время включения в сеть с учетом растопки, может составлять от шести часов до двух суток. Его невозможно включить сразу. Гидроагрегат

может быть быстро приведён в рабочее состояние, но если мы говорим про тепловую генерацию, а она, как я говорил выше, является основой нашей энергосистемы, то это 6 часов плюс.

Соответственно, определили состав, который будет работать в каждые сутки, накануне уточнили, потому что за это время что-то могло поломаться: у нас в сутки примерно 10 энергоблоков отключаются по разного рода техническим причинам, и их приходится замещать резервными мощностями. Соответственно, на трое суток вперёд. Можете посчитать, это 20-30 энергоблоков может не включиться, как было ранее запланировано.

Сутки минус один. Происходит финальное планирование режима, как энергосистема будем работать завтра. И основные объемы торгов в электроэнергии происходят в режиме суток минус 1 (называется сутки Х-1), т.е. порядка 90% объемов электроэнергии продаются и покупаются в Х-1, и все планы уже зафиксированы накануне суток физической поставки. Внутри суток у нас работают технологии ежечасной актуализации всех часовых планов работы. У нас 1500 единичных генераторов в расчётной модели энергосистемы, уточняются графики их работы в связи с изменением системных условий, уточняются перетоки в ЛЭП и т.д.

Известно, что резкое изменение погоды только в Москве меняет электропотребление приблизительно на 200 МВт. Это только в Москве. Если у нас было солнце, но резко появились тучи, понятно, что люди включили свет, им стало темно. И вот такие факторы система должна уметь отрабатывать. Обязательно ежечасно это все пересчитывается, доводятся новые графики работы до станций и т.д.

Между этими часовыми уточнения мы переходим в режим уже ручной отдачи команд. Если в конкретный момент времени, сейчас что-нибудь произойдёт, диспетчер должен вмешаться и восстановить баланс. Или, как в том примере, что я показывал, если отключилась какая-то линия, баланс производства и потребления не нарушен, но прежний режим работы энергосистемы уже неисполним технически. Первый генератор в том примере не мог выдать свою мощность, он должен был быть разгружен, а другой должен был быть загружен. Это работа диспетчера в темпе, близком к реальному времени. Итак**, ручное (голосовое) управление** – *отдача команд на изменение режимов работы электростанций в целях восстановления нормальных параметров работы энергосистемы с учетом экономических критериев*.

Ну и автоматическое управление – это как раз настроенные заранее алгоритмы, отрабатывающие разного рода события. **Автоматическое управление** – *управление через формирование алгоритмов работы релейной защиты, автоматической частотной разгрузки, автоматического регулирования частоты и активной мощности, централизованной системы противоаварийной автоматики, локальных автоматик разного типа и т.д.*

Первое и самое простое: у вас в квартире есть пробки — простейшая защита — если у вас выросла нагрузка, пробки вас отключают. Почему? Потому что если вас не отключить, то сгорит общедомовая сеть. А ремонт общедомовой сети займёт существенно большее время, и пострадает больше людей. Поэтому такая автоматика настроена на защиту оборудования. Второе: автоматика настроена на локализацию возмущений, которые происходят в системе. В этом смысле, если вспомнить аварию 2005 года в Москве, которая с точки зрения телевизионной картинки была катастрофой, но на самом деле, с точки зрения энергосистемы, была локализована в пределах части районов города и ряда соседних областей. С точки зрения локализации аварии автоматика отработала очень хорошо.

Погашения целыми энергосистемами. Такие крупные, как Индия, Штаты, Европа, такого рода крупные события у нас пока не наступали, ровно потому что используется большое количество автоматики, задачи которой локализовать нарушения, которые возникают в отдельных частях сети и не дать им распространиться на всю систему Системный оператор занимается этими алгоритмами работы автоматики, настроек и так далее.

Важный момент, когда новые потребители присоединяются к системе. Если это не совсем мелкие потребители, то в процедуре технологического присоединения мы принимаем активное участие, поскольку присоединяемый к системе не должен ухудшить параметры условий работы остальных. То есть, чтобы система не деградировала при подключении новых потребителей, они должны подключаться с соблюдением определенных требований.

У диспетчера достаточно большие полномочия, потому что все процессы в энергосистеме крайне скоротечны и нет времени на разбирательства. Надо исполнять, не надо – должен исполнить, если это не наносит угрозу жизни и здоровью — вот здесь единственная оговорка. В реальном времени работа диспетчера не заканчивается, она продолжается и после. Глубокий разбор нарушений, если они случились, по аналогии с чёрными ящиками в авиации проводится обязательно. Принимаются меры, противодействующие такого рода событиям. Есть жёсткая фраза, но она справедлива, что энергосистема развивается от аварии к аварии, потому что пока ничего не произошло, сложно доказать, что надо что-то делать, выглядит как алармизм. А вот когда произошло — разобрались. Действительно, часто на самом деле этот принцип справедлив.

То же самое, что вам сказал про технологии планирования, справедливо и имеет отражение в экономике энергетики сегодняшней, современной. Это создало правильную экономическую систему вокруг технологически необходимых процедур и процессов, которые нужны для обеспечения работы энергосистемы. У нас есть торговля мощностью, долгосрочный конкурентный отбор, по сути, плата генераторам, за то, что они обещают быть готовыми к работе. Применяется принцип раздельной оплаты условно-постоянных и переменных издержек ровно потому, что максимум нагрузки в энергосистеме происходит

раз в год. Весь остальной год то же самое как день-ночь, нагрузка ниже, поэтому часть генераторов стоит невостребованной, но стоит ровно до того момента, когда наступит максимум нагрузки. Более того, поскольку системе необходимы резервы, даже в максимум нагрузки в системе, теоретически и практически, есть генераторы, которые не загружены, потому что они нужны, чтобы обеспечить резерв на случай таких событий, которые совпадут с максимумом. За это отвечает конкурентный отбор мощности. Очень дискуссионный вопрос на сегодня в части применяемых конкретных экономических механизмов, но решаемая за счет механизмов рынка мощности задача проста: оплатить условно-постоянные затраты электростанций, чтобы они могли поддерживать работоспособность и иметь право потребовать включиться, оплатив им отдельно стоимость выработанной при этом электроэнергии.

По причине большого количества генераторов, расположенных в различных частях сети со сложной топологией важен принцип экономической диспетчеризации и сегодня он реализуется через следующие рыночные механизмы:

- • **Долгосрочный конкурентный отбор мощности** – определение генерирующих объектов, обязанных быть готовыми поставлять электроэнергию по запросу системы в течение 4-х последующих лет.

- • **Система выбора состава включенного генерирующего оборудования** – отбор конкретных генераторов к включению в сеть на 3 последующих дня для покрытия прогнозируемого спроса.

- Система выбора включённого оборудования – это рыночная процедура, основанная на отборе ценовых заявок генераторов с учётом всех технологических ограничений. Пока в настройке этой процедуре есть еще определенные экономические сложности, но принцип такой: генератор заявляет, по какой цене он готов включиться. Если системе он нужен по такой цене, она его включит.

- • **Рынок на сутки вперёд** – торговля электроэнергией “на завтра”, определение почасовых плановых объемов производства / потребления.

- Это полный план производства/потребления на завтра, почасовые узловые цены купли продажи и финансовые расчёты между участниками.

- • **Балансирующий рынок** – ежечасное уточняющее планирование режимов работы энергосистемы в режиме близком к реальному времени, урегулирование отклонений фактических режимов работы ЕЭС от запланированных на рынке на сутки вперед.

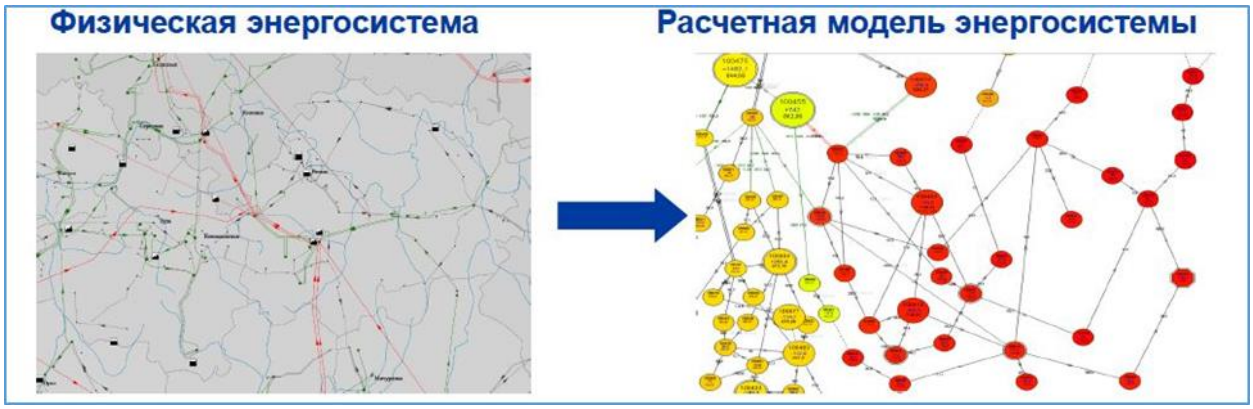
- • **Системные услуги и технические требования в рынке мощности –** обеспечение функционирования

автоматических систем управления для разных режимов работы энергосистемы

«Балансирующий рынок» – это те самые часовые уточнения графиков работы всей энергосистемы. Но есть отдельная тонкая вещь, называемая «услуги по обеспечению системной надёжности», в западной терминологии – «системные услуги», и ряд требований, которые прикреплены к рынку мощности. Это оплата, в первую очередь, генераторам за то, что они предоставляют системе дополнительные услуги, например, быстрые автоматические резервы. Это не связано напрямую с производством электроэнергии, это не связано напрямую с возможностью работы. Есть нормированные показатели, определенный объём мощности быстрых резервов должен быть в системе. Это оплачивается отдельно как услуга отдельно выбранным генераторам.

Вся эта система рынков, которая построена на базе технологий математической оптимизации, обеспечивает экономическую эффективность работы ЕЭС. Возвращаюсь к условным примерам, которые я приводил выше: тот первый пример не мог бы существовать, так как ещё на уровне выбора состава оборудования система бы не включила в работу генератор, который в полтора раза дороже, чем рядом стоящий и готовый к работе.

Рисунок 3.5.12. Принципы узлового ценообразования



Теперь немного про ценообразование на электроэнергию на оптовом рынке. Есть такое красивое переплетение техники и экономики — то, что в электроэнергетике называется «**принципом узловых цен**». Если у вас есть сложные системы, вы, во-первых, не всегда можете передать дешёвую электроэнергию от дешёвого источника, как в том моём примере при отключенной линии потребителям. Во-вторых, в системе есть потери, и в этом смысле наиболее оптимальным является не стоимость производства электроэнергии, как таковая, а ее стоимость с учётом доставки до потребителя. Если вы можете очень дёшево произвести киловатт-час, но он у вас весь по дороге потеряется, то лучше загрузить менее эффективный, но рядом стоящий генератор, и в целом это будет дешевле. Но справедливо и обратное. Если себестоимость производства на удаленном генераторе даже с учетом потерь при передаче его электроэнергии потребителю ниже

себестоимости рядом стоящего генератора и его электроэнергия может быть передана, то экономически эффективнее использовать такой удаленный генератор, а не ближайший.

Если энергосистему смоделировать в виде расчётной математической модели и задаться критерием минимизации стоимости электроэнергии для потребителей— у нас в зале есть математики, они понимают о чем речь — и запустить оптимизатор, которой реализует целевую функцию «минимум стоимости для потребителя» при заданных предложениях генераторов и пропускных способностях сети и ещё ряда технических ограничений, то можно найти оптимум, который будет характеризоваться, как наиболее дешёвый в таких условиях способ обеспечения спроса, который есть в системе — это первое.

Второе: поскольку расчётная модель учитывает в себе технологические ограничения, то она не позволит отобрать те генераторы, которые физически не смогут передать электроэнергию в соответствии со спросом, то есть первичны технологические ограничения, а среди них ищется экономический оптимум математически-формализованными средствами. Ответ при решении такой задачи оптимизации содержит в себе свою цену, учитывающую стоимость выработки электроэнергии исходя из ценовых заявок и потерь на транспортировку, для каждого узла такой системы, а также графики загрузки всех участвующих в оптимизации генераторов и объемы покупки для всех потребителей. Для РСВ ценовые заявки также могут подавать и потребители, выражая готовность приобрести электроэнергию по цене не выше заявленной. В этом случае, объем покупки такого потребителя в РСВ может быть меньше ниже запрошенного, если не нашлось генераторов, готовых работать по заявленной таким потребителем цене. - Эта картина в отношении каждого часа в режиме на завтра рассчитывается один раз, внутри суток 24 раза.

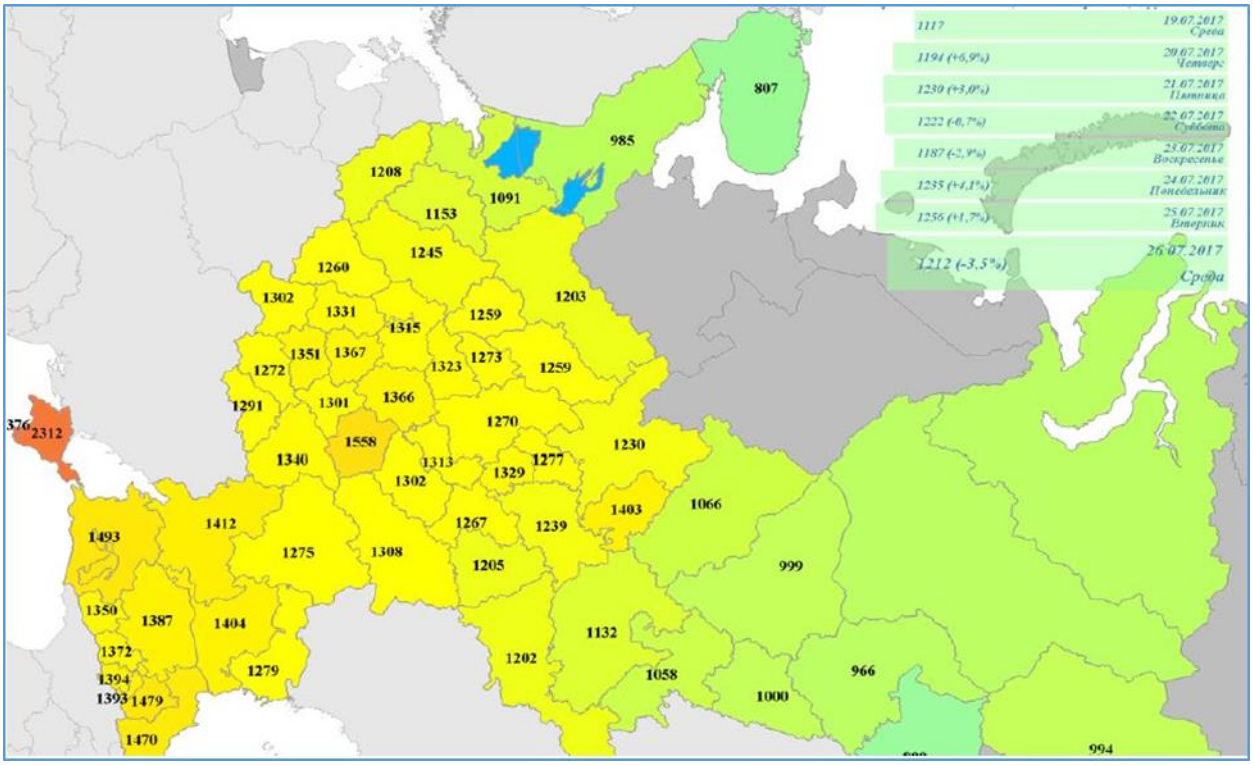
Мы всю эту картину пересчитываем, формируя графики загрузки оборудования – это первое, второе – цены для последующих финансовых расчётов.

Реальная расчётная модель в РСВ порядка 12 тыс. узлов, ВСВГО на ней работает и балансирующий рынок, это не единая цена, как рисуют перекрестье спроса и предложения, это 12 тыс. перекрестий спросов и предложений с формированием маржинальной цены в каждом узле для каждого часа суток с учетом стоимости потерь на транспортировку. Сегодняшний рынок электроэнергии работает так.

На Рисунке 3.5.13 приведён пример. Это на сегодня цены на оптовом рынке электроэнергии. На этой картинке они уже агрегированы по регионам, то есть это не 12 тыс. узлов, это уже иллюстративно сведено до средних цен по регионам. Вы можете увидеть, что цена электроэнергии значительно отличается под влиянием факторов, о которых я говорил выше: в системе есть потери, в системе есть центр нагрузок и в ней по-разному распределена генерация и есть ограничения на объемы передачи по сети.

Например, мы видим, что в Сибири у нас цена гораздо ниже, чем на юге, на 40% отличается. Объяснимо, потому что у нас в Сибири большая доля гидростанций, возможность всю электроэнергию передать в европейскую часть отсутствует из-за того, что сеть ограничена. Соответственно, под влиянием факторов стоимости и физической возможности передачи, а также и стоимости источников (ценовых заявок генераторов) формируется такая разная картина цен. Она достаточно динамична. Опять же, вернёмся к моему примеру. Если в том примере линии отключаются, то в зоне, которая снабжалась в основном внешними источниками сразу растёт цена, становится равна цене дорогого задействованного генератора, расположенного внутри такой зоны. В реальной жизни мы эту картину тоже наблюдаем: у нас часто возникают пики цен в случае каких-либо проблем, ремонта оборудования и так далее.

Рисунок 3.5.13. Пример цен на оптовом рынке электроэнергии



В целом, система сложная. Несмотря на ведущуюся большую дискуссию о том, как будет выглядеть энергосистема в будущем, есть много западных футуристических статей разного рода: «Энергосистема 2050 года» и подобные. Всё равно мысль крутится вокруг следующий модели. Основная магистральная сеть и крупные энергосистемы, а также ряд крупных источников, например, те же гидростанции, которые уже построены, и выработка киловатт-часа на них сегодня крайне дешёвая во всех сценариях остаются основой большой энергосистемы–. Никто не прогнозирует, что в обозримом будущем это будет заменено чем-то принципиально новым. Но существенно вырастет роль потребителя, и на уровне распределительной сети будут происходить разного рода революционные события.

Во-первых, как я уже говорил, с большой долей вероятности принцип того, что производить электроэнергию экономически эффективно только на крупном оборудовании становится несправедлив с появлением ветра, солнца и самое главное – достаточно эффективных и малообслуживаемых генераторов малой мощности на ископаемом топливе – газопоршневые установки, мини газовые турбины и т.д.

Во-вторых, эти технологии становятся массовыми, и все более доступными. То есть очевидно будет реализовываться тренд по увеличению объемов, распределенной генерации, которая будет “заходить” в энергосистему со стороны потребителей.

В-третьих, поскольку есть тренд на увеличение доли бытовой нагрузки, в нашей стране мы больше тяготеем к городам, но именно рост распределённого потребления требует колоссальных издержек на развитие распредсети. Наверное, многие знают, что у нас до сих пор есть доля неэлектрифицированного жилья в ближайшем Подмосковье. Ровно потому, что не решены проблемы развития распределительных сетей – дорого.

Получается, что открываются возможности для использования локальных источников генерации, поэтому с общим увеличением доли бытовой нагрузки, с приходом туда распределёнки будет изменяться баланс. Потребителям нужно будет чуть меньше брать из большой системы, но при этом всё равно сама большая система и принципы существенного изменения построения её пока не прогнозируются, как и 100 лет назад. В 1913 году в Пятигорске запустили – основные принципы остаются. Будет сильно увеличивается смартизация традиционной сети. Я говорил, в этом есть большой залог увеличения утилизации имеющейся инфраструктуры.

Приведу последний пример. Драйвером изменений в развитых странах является исчерпание невозможностей строительства новых линий. Потому что решение проблем с землёй, в крупных городах особенно, и с развитием всякого рода регулирования, в частности экологического, все сложнее физически выделять коридоры под строительство воздушных ЛЭП. Например, во Франции системный оператор может установить опору 220 КВ за один день, у них даже есть специальный вертолет для этого. Понятно, проект и подготовка - отдельно, но вот чтобы установить, нужен один день. На вопрос: «А сколько вам нужно времени, чтобы получить все разрешения и это оформить?» Ответ был: «8 лет». И это время увеличивается. И в этой ситуации остается либо уходить под землю, что дорого, либо всеми доступными способами увеличивать степень использования имеющейся инфраструктуры и ее резервов. Очень эффективно внедрение специальных технических решений - автоматики и мониторинга актуального состояния оборудования и т.д., что позволяет без физического строительств ЛЭП увеличивать их пропускную способность.

Да, есть объективные сложности в массовом развитии сети как таковой. Поэтому резерв повышения эффективности системы кроется во многом во внедрении инструментов и решений, повышающих возможность утилизации использования имеющейся инфраструктуры – то же самое, что делает Яндекс-навигатор, который оптимизирует ваш маршрут из имеющегося здесь и сейчас – дорог и актуальных пробок. Вот в эту сторону и будет развиваться информационная часть большой электроэнергетики, появится всякого рода управляемая передача – дешёвая, все больше потребителей будут реагировать на спрос исходя из загрузки системы и т.д.

Завершая, хочу сказать, что я искренне верю, что большая энергосистема, устроенная по перечисленным выше принципам, просуществует еще долго, но при этом на уровне распределительных сетей и потребителей будут происходить бурные и интересные события, с учетом тех трендов, о которых я говорил выше. ●

День 4

ВИЭ

к.э.н. Сидорович Владимир Александрович,
генеральный директор Института энергоэффективных технологий в строительстве

Сегодня мы поговорим о возобновляемых источниках энергии и связанной с ней энергетической эрой эволюции. Мы используем игру слов. Пару лет назад вышел доклад Гринпис, он так и назывался «Энергетическая {р}эволюция». Почему так? Дело в том, что, с одной стороны, изменения на энергетическом рынке происходят достаточно быстро, с другой стороны, по меркам человеческой жизни – относительно медленно. Это как в секторе телекоммуникации: сегодня у нас всех есть мобильные телефоны. Они распространились достаточно быстро, но, тем не менее, на это потребовались десятилетия. Они появились тоже не единовременно.

Рисунок 4.1.1. Книга «Мировая энергетическая революция»

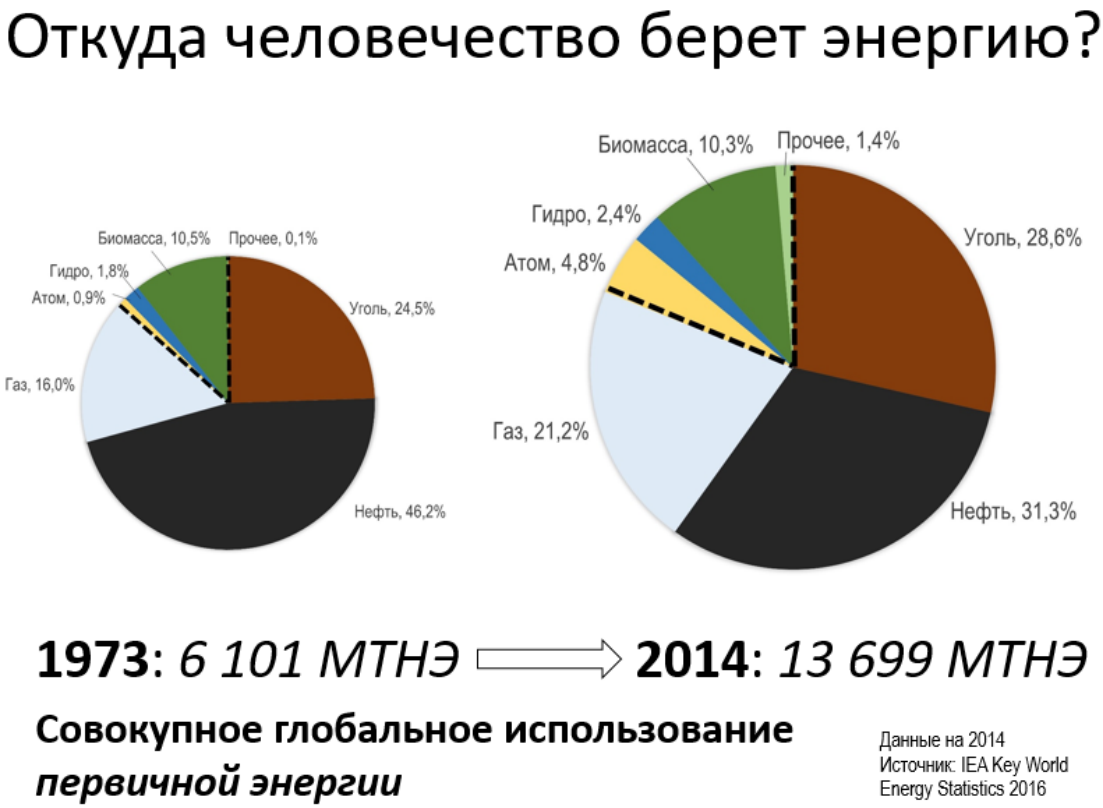
Начну с рекламы. Я являюсь автором книги «Мировая энергетическая революция». Когда я шел сюда, мне сказали, что здесь много представителей нефтегазового сектора, я, правда, не знаю, дошли они или нет до нашего сегодняшнего мероприятия. Я периодически получаю отзывы от благодарных читателей на мою книгу и хотел бы поделиться одним из отзывов. Дело в том, что это весьма неожиданно для меня. Я получил отзыв от менеджера компании «Газпромнефть». Причем, «Газпромнефть Бадра», работающей в Ираке. Все зачитывать не буду, там достаточно много, но часть зачитаю: «Прочитал Вашу книгу «Мировая энергетическая революция. И, находясь под впечатлением, решил написать Вам свое мнение о ВИЭ. Раньше мы видели и знали, что ВИЭ – это как пасынок, который ест крохи с нашего стола. Но на сегодняшний день этот пасынок вырос и может делать все лучше и эффективнее, чем те, кто кормил его крохами со стола. Если раньше строительство ВИЭ – это были игрушки разных правительств, то сейчас это технологии, которые дешевле, эффективнее с точки зрения затрат. Мы все понимаем, что сейчас это реальная

технология, которая будет вытеснять все другие технологии в силу экономики, а не в силу различных организаций. В ближайшее время выбор будет производиться на основании экономического анализа и требований бизнеса. Все будет происходить намного быстрее, чем мы с вами думаем» – пишет сотрудник компании «Газпромнефть». И замечательный постскриптум: «Многие коллеги пересмотрели свое мнение о нефтегазовой отрасли после прочтения книги и стали думать».

Попытаемся сегодня с вами тоже подумать. Как мы понимаем, на сегодняшний день в мире сложилась определенная структура производства и потребления энергии. Структура является достаточно устойчивой. В течение десятилетий в мировом энергетическом балансе доминирует ископаемое сырье, нефть, природный газ, уголь. Как мы видим, со временем структура постепенно трансформируется. Понятно, что сократилась доля нефти, поскольку нефть сегодня практически не используется в производстве электроэнергии и в производстве тепла. Тем не менее, более 80 процентов используемой первичной энергии – это углеводороды – см. Рисунок 4.1.2.

В электроэнергетике картинка немного выглядит по-другому, но отличается не очень сильно – см. Рисунок 4.1.3. Здесь также доминируют углеводороды. Здесь, как мы видим, если брать долю новых возобновляемых источников энергии помимо гидроэлектростанций – они находятся в зеленом секторе – буквально несколько процентов.

Рисунок 4.1.2. Источники энергии человечества



Вообще, что такое ВИЭ? Я напомню вам. Основной признак – это обновляемость, возобновляемость. Потому что иногда путают. Возобновляемая энергетика, говорят, экологически чистая или традиционная, нетрадиционная. Основной признак – это возобновляемость ресурсов. Потому что, если, например, посмотреть на крупную гидроэнергетику, гидроэлектростанции, то есть много научных исследований, показывающих, что с точки зрения выбросов тех же парниковых газов водохранилища крупных гидроэлектростанций наносят достаточно большой вред. Поэтому экологически чистыми их назвать можно с натяжкой.

Рисунок 4.1.3. Производство электроэнергии по видам топлива

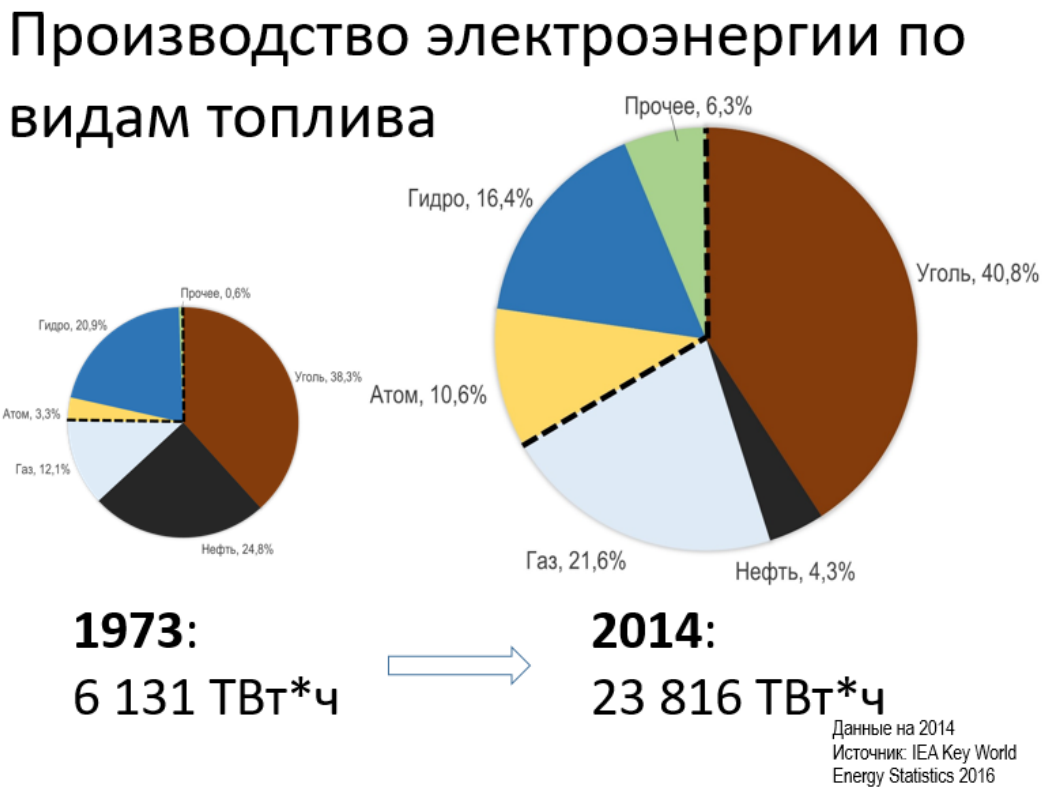
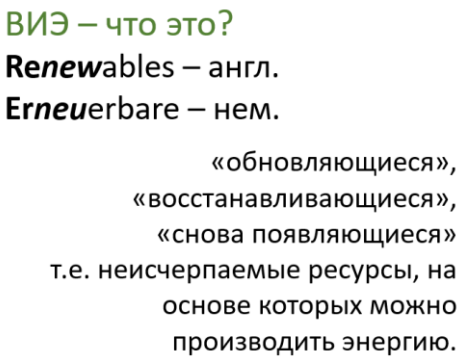
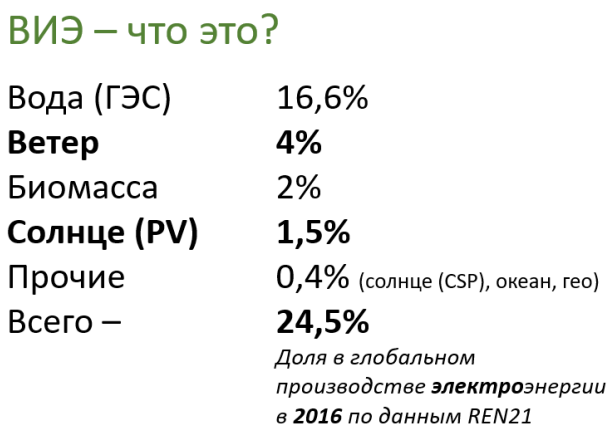


Рисунок 4.1.4. Что такое ВИЭ?



По пунктам, если детально, что относится к ВИЭ? Вода, ветер, солнце, биомасса и так далее. На сегодняшний день для всей возобновляемой энергетики в производстве мировой электроэнергии составляет примерно 24,5%. А если брать новые ВИЭ, солнечную электроэнергетику, то здесь совокупная доля всего 5,5–6% – см. Рисунок 4.1.5.

Рисунок 4.1.5. Доля ВИЭ в глобальном производстве электроэнергии



Почему же мы говорим об энергетической революции? Об энергетической революции мы можем говорить на основании статистики и современных тенденций. Если посмотреть на структуру инвестиций в энергетический сектор, то мы видим, что уже с 2003 года в возобновляемую энергетику инвестируется больше, чем в генерацию на основе ископаемого сырья. Каждый год примерно в 2,5–3 раза больше инвестиций направляется именно в возобновляемые источники энергии, чем в генерацию на основе углеводородов – см. Рисунок 4.1.6.

Если посмотреть по секторам, то картина впечатляющая – см. Рисунок 4.1.7. Посмотрите, на таком длительном промежутке времени средний годовой темп роста – 25%. Мало какая отрасль, мало какой сектор экономики могут похвастаться такой динамикой. Посмотрите, например, последние три года каждый год вводилось ветроэнергетики более 50 ГВт. 50 ГВт представить себе легко: представьте себе какую-нибудь Саяно-Шушенскую ГЭС огромную. 50 ГВт – это по установленной мощности вся российская гидроэнергетика. И в ветроэнергетике ежегодно вводится сегодня такой объем новых мощностей.

Рисунок 4.1.6. Инвестиции в энергетику

Источник: IEA World Energy Investment 2017

Рисунок 4.1.7. Установленная мощность ветряных электростанций

В солнечной энергетике в процентном отношении рост еще более впечатляющий – см. Рисунок 4.1.8. Среднегодовой темп роста порядка 45%. В прошедшем году солнечная энергетика впервые обошла ветроэнергетику по показателю введенной мощности, то есть солнечных электростанций, фотоэлектрических солнечных электростанций было построено больше, чем ветровых.

Рисунок 4.1.8. Установленная мощность фотоэлектрических электростанций

Давайте посмотрим, что происходит конкретно на тех или иных рынках. Если мы посмотрим ЕС в 2015 году: 100% чистого прироста энергетических мощностей – это возобновляемая энергетика – см. Рисунок 4.1.9. Чистого прироста. Конечно, строятся мощности на газе, но их выбывает больше, чем строится.

2016 год: практически – то же самое, у газа небольшой плюс – см. Рисунок 4.1.10. Можно возразить, что год-два – это нерепрезентативная выборка. Давайте посмотрим период более широкий – см. Рисунок 4.1.11.

Рисунок 4.1.9. Чистый прирост генерирующих мощностей в ЕС, 2015

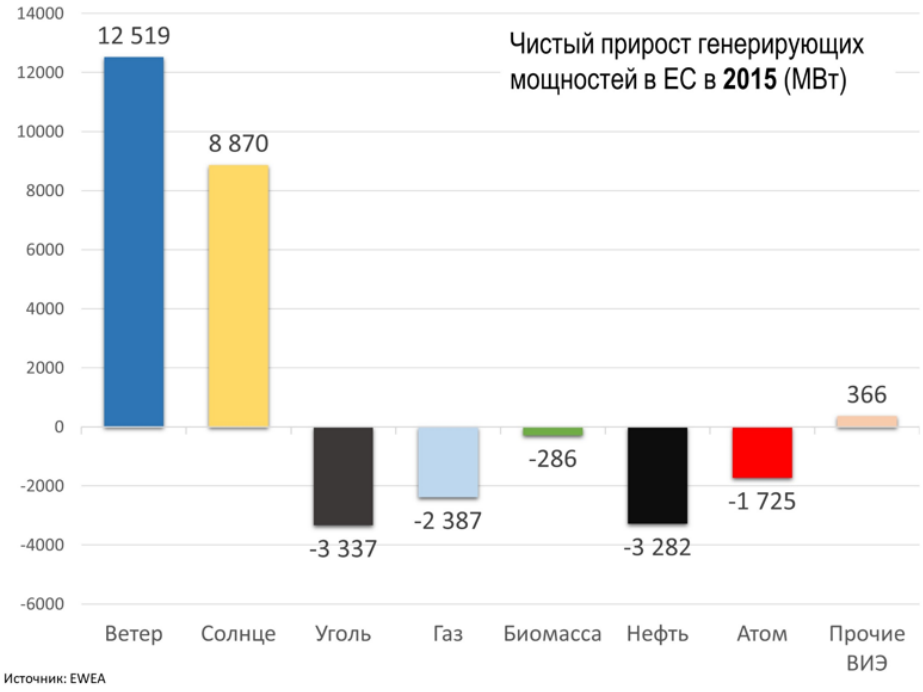


Рисунок 4.1.10. Чистый прирост генерирующих мощностей в ЕС, 2016

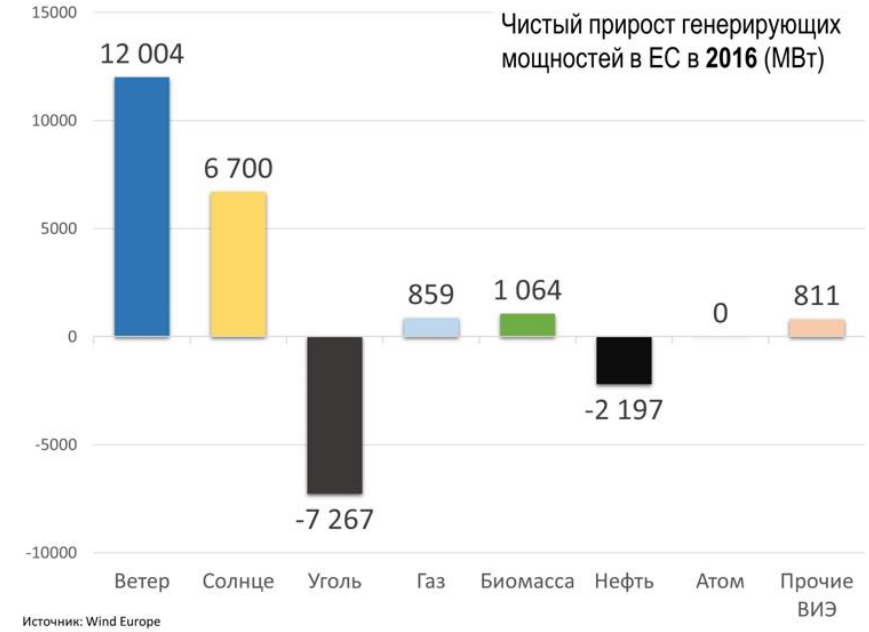


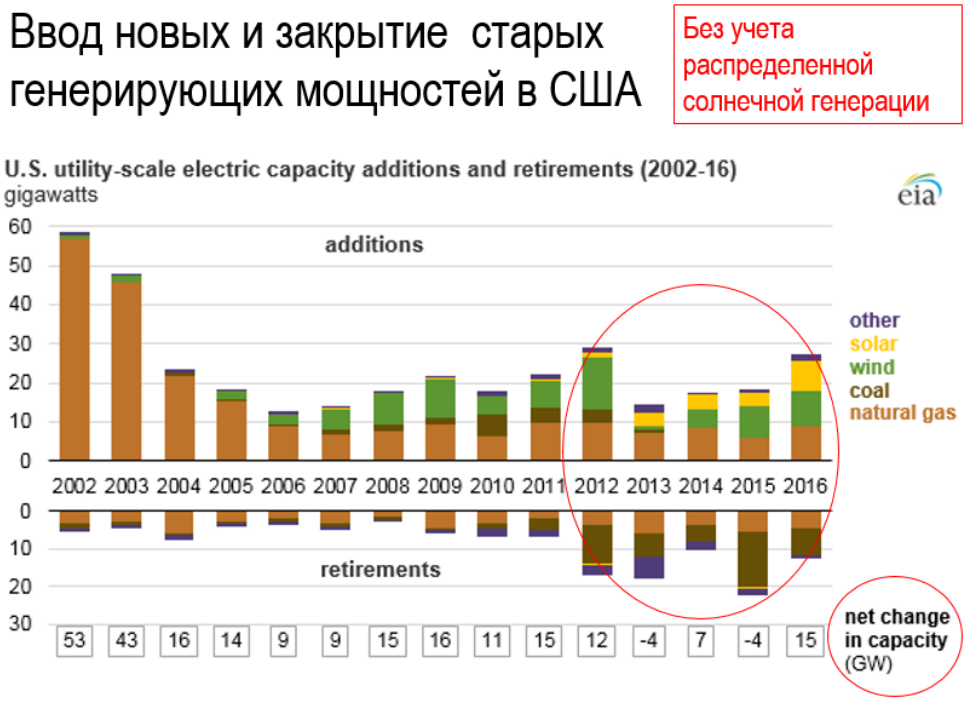
Рисунок 4.1.11. Чистый прирост генерирующих мощностей в ЕС, 2000-2016

Источник: Wind Europe

Обратите внимание, за 17 лет в ЕС больше всего мощностей было построено в ветроэнергетике. На втором месте – солнечная энергетика, и на третьем месте – газовая генерация. При этом газовая генерация – основной объем мощностей был построен в начале рассматриваемого периода. Газовая генерация – это, безусловно, живая тема, в том числе, в Европе, но тема достаточно сложная. Много разных противоречивых факторов и тенденций. Например, есть поучительная история газовой электростанции Иршинг, Бавария. Построили новейшую электростанцию с новейшими турбинами Сименс последней модели, суперэффективная. Она стоит и не вырабатывает энергию. Инвесторы пролетели. Пытаются электростанцию вывести, а системный оператор не разрешает. Ситуация грустная и очень сложная. Я бы назвал это немецкой бесхозяйственностью. Построили, конечно, современный объект, а он не может работать по экономически-регуляторным причинам.

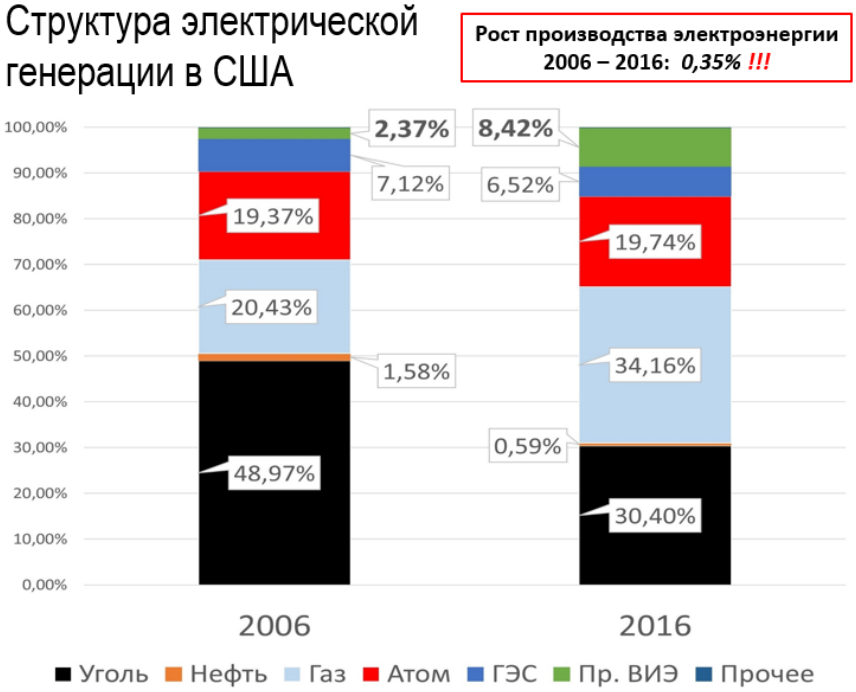
Посмотрим на рынок США. У них сланцевая революция, то есть много дешевого природного газа. Но удивительным образом ситуация на рынке США практически соответствует ситуации на рынке Европы. Смотрите на 2012-й, 2016-й годы – см. Рисунок 4.1.12. Здесь, если мы посмотрим на чистый прирост мощности в энергетике, мы также обратим внимание, что практически всё здесь обеспечили возобновляемые источники энергии. Потому что уголь однозначно идет в минус, то есть больше мощностей выводится, чем строится. Газ – да, конечно, строится много, но выводится тоже. Поэтому 2015-й год практически по нулям, прироста практически не было. На 2017–2018 годы запланировано достаточно большое строительство, но, тем не менее, тренд здесь тоже очевиден.

Рисунок 4.1.12. Ввод новых и закрытие старых генерирующих мощностей в США



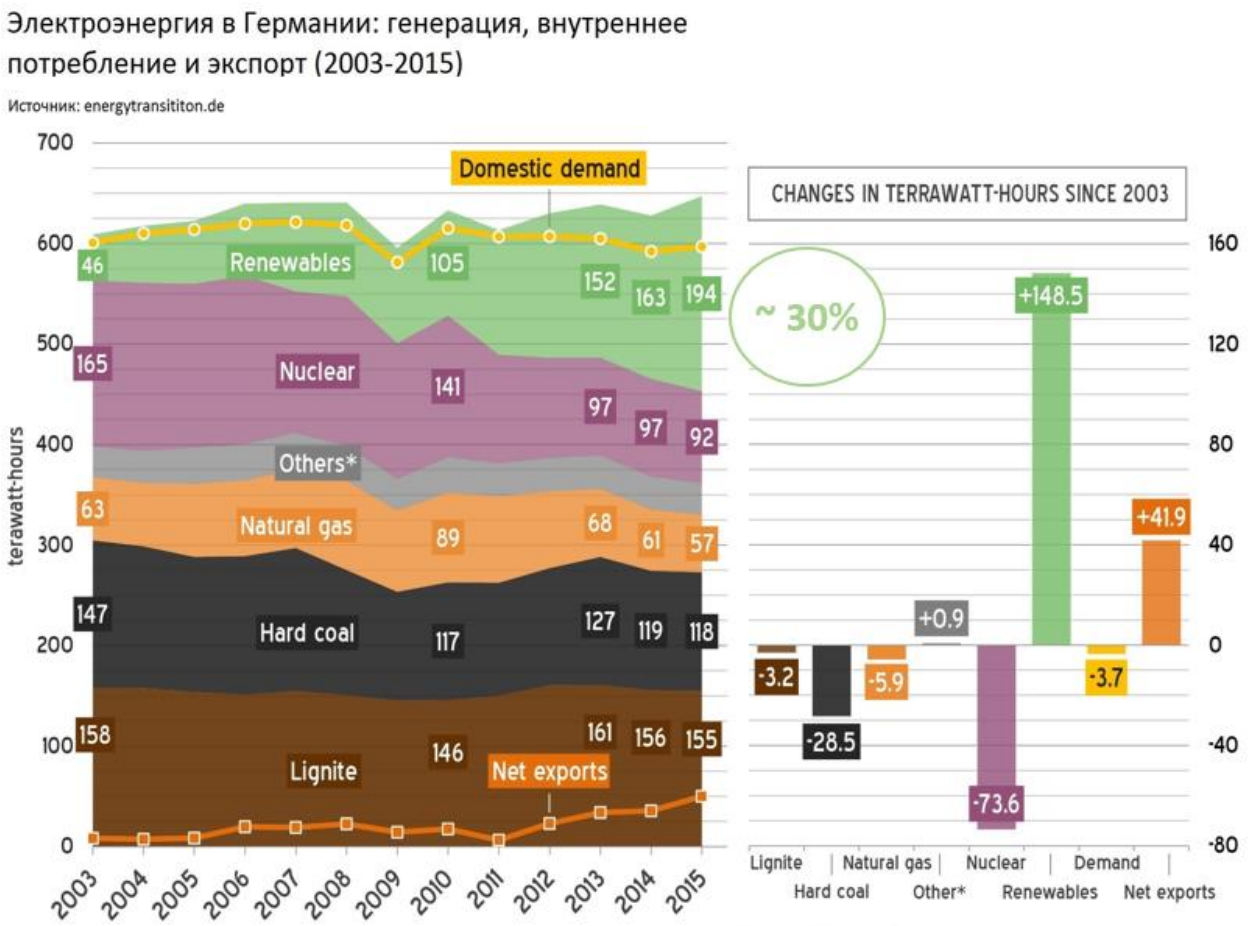
Структура электроэнергетики США изменилась следующим образом. Обратите внимание, что, если говорить об энергетических трендах, за 11 лет потребление энергии или электроэнергии в США не увеличилось, находится на одном уровне. Структура генерации при этом изменилась достаточно существенно. Сократилась выработка на основании угля, сильно возросла генерация на основе природного газа. И в несколько раз увеличилась выработка энергии новыми возобновляемыми источниками. Она пока составляет долю 7–8%, но, тем не менее, динамика достаточно впечатляющая – см. Рисунок 4.1.13.

Рисунок 4.1.13. Структура электрогенерации в США



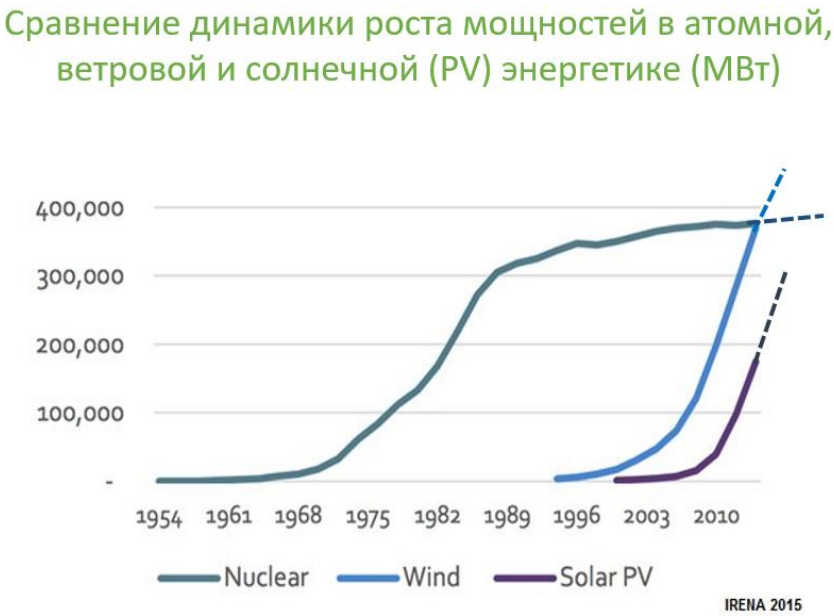
Немецкий рынок – см. Рисунок 4.1.14. Немцы – фактически родоначальники энергетической революции. Мы видим, как эта зеленая часть расползается, увеличивается. Германия выходит из атомной энергетики к 2022 году, поэтому здесь доля атома тоже сокращается. Стабильна у немцев доля угля. Конечно, неправильно говорить, что немцы строят усиленно угольные электростанции, занимаются угольной генерацией, но она стабильна. Потому что бурый уголь свой, родной, свои шахтеры. Поэтому они будут убирать это в последнюю очередь, хотя по экологическим причинам в Берлине ТЭЦ, которые работали на угле, сейчас переводятся на газ. Это тоже понятно.

Рисунок 4.1.14. Электроэнергия в Германии



И показательна картинка, как исторически развивалась атомная энергетика, динамика мощности, и как развивается энергетика ветровая и солнечная – см. Рисунок 4.1.15. Таким образом, промежуточный вывод можно сделать следующий: возобновляемая энергетика перестала быть энергетикой альтернативной, нишевой, стала фактически энергетикой основной, базовой. То есть, если сегодня строятся новые мощности в электроэнергетике, то это, в первую очередь, конечно, мощности, работающие на основе возобновляемых источников энергии. Почему это происходит? Причин можно назвать много, а я выделяю три основных.

Рисунок 4.1.15. Динамика роста мощностей в разных видах энергетики



Первая: люди постоянно что-то придумывают, изобретают, появляются новые технологии. Технологии конкурируют друг с другом, производства конкурируют друг с другом. В результате **технологии** обкатываются, **становятся надежными** и, благодаря эффекту масштаба, **доступными**.

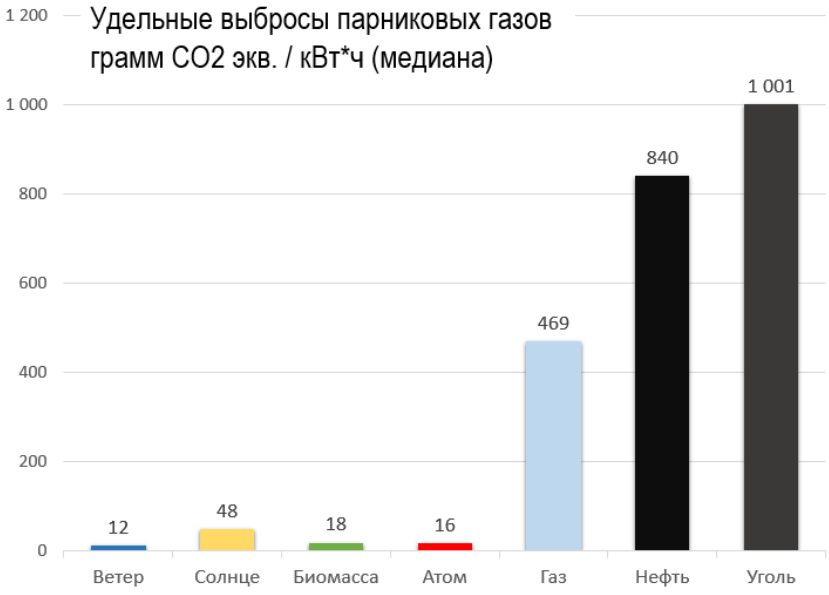
Вторая – это **импортозамещение**. Так я его называю. Дело в том, что не все государства обладают ископаемыми ресурсами, не всем это, разумеется, нравится. Поскольку у нас уже есть первый пункт – надежные, доступные технологии – то люди говорят, давайте мы будем замещать чужие углеводороды нашими энергетическими технологиями.

Третья: на мой взгляд, основная – это **идеология глобального потепления**. Вопросу глобального потепления, насколько я знаю, будет посвящена отдельная лекция. Поэтому я останавливаться подробно здесь не буду. Обычно, если останавливаешься на этом вопросе, это всегда вызывает ожесточенные споры, люди начинают играть в «верю – не верю». Проверить и доказать все равно никто не может. В любом случае, это фактор, который влияет на расклад на энергетическом рынке. Этот фактор есть. С приходом новой американской администрации каким-то образом влияние этого фактора, может быть, будет трансформироваться, модифицироваться. Хотя мавр сделал свое дело. Дело в том, что в дальнейшем развитие энергетики, возобновляемой энергетики, конечно, будет определяться в большей степени именно экономическими причинами, и идеологическая составляющая будет уходить постепенно на второй план.

Почему возобновляемая энергетика спасет мир от глобального потепления? Дело в том, что технология генерации на основе возобновляемых источников энергии, а также атомная энергетика по удельным выбросам парниковых газов в течение жизненного цикла объектов существенно выигрывают у традиционной генерации – см. Рисунок 4.1.16. Мы знаем, что сейчас

климатическую тему активно развивает также и Росатом. Считается, что достижение цели парижского соглашения невозможно без ускоренного развития, например, атомной энергетики, потому что она является низкоуглеродной, практически безуглеродной.

Рисунок 4.1.16. Удельные выбросы парниковых газов



Источник: IPCC special report on renewable energy and climate change mitigation

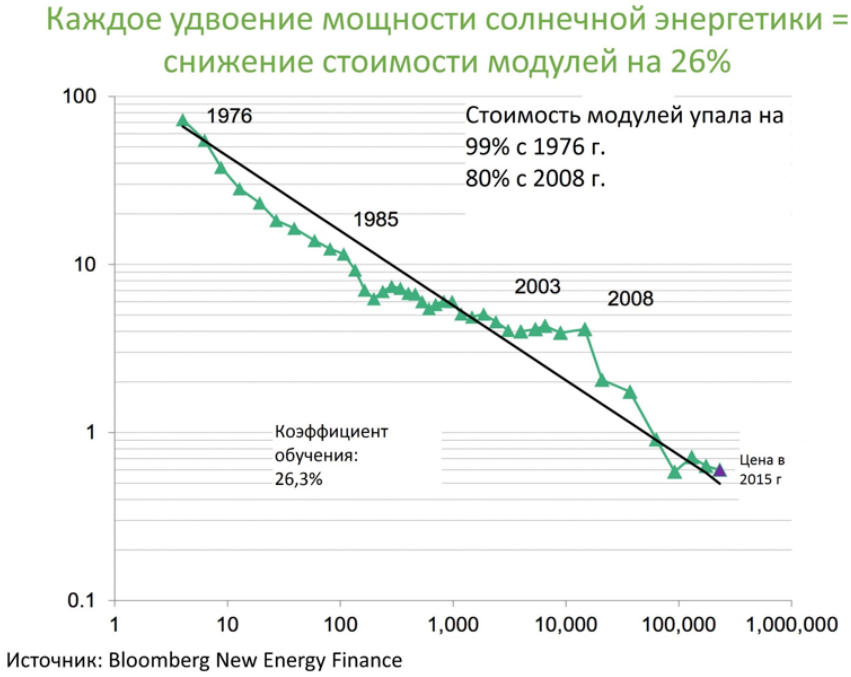
Перейдем к экономической теме, посмотрим на экономику энергетики, экономику генерации, посмотрим на два ключевых показателя. Это капитальные затраты (CAPEX, $/kW), удельные капитальные затраты, и экономическая себестоимость, приведенная стоимость производства электроэнергии ($/kWh).

Сейчас уже реже, а еще несколько лет назад считалось, что ВИЭ – это очень дорого, это все субсидируется, это все игрушки экологов и так далее. Сейчас уже я слышу это реже, но давайте посмотрим, действительно, дорого или недорого. В 1975 году академик Петр Капица выступил с докладом «Энергия и физика» на мероприятии, посвященном 250-летию Российской Академии наук. В частности, уважаемый академик отметил, что фотоэлектрическое преобразование, то есть солнечная энергетика, крайне дорогая штука. И совершенно непонятно, как сделать, чтобы ее использование было экономически рационально. Я хотел бы заострить внимание именно на этой части фразы, то есть «надо понизить затраты на несколько порядков». Понятно, что в 1975 году было непонятно, как это сделать. Даже и в 2000 году люди еще не знали. Но сегодня произошло то, о чем академик размышлял. Затраты снизились буквально на несколько порядков.

Рисунок 4.1.17. ВИЭ – дорогое удовольствие?

Если вы обратите внимание на график на Рисунке 4.1.17, то заметили – там написано «30 центов» в 2015 году. Речь о солнечных фотоэлектрических элементах. Сегодня, в 2017 году, на международных тендерах продают модули по 30 центов. Фотоэлементы – это полуфабрикаты, это основная часть модуля. Насколько быстро происходят эти изменения на энергетическом рынке? Например, коэффициент облучения в солнечной энергетике, именно в фотоэлектрической солнечной энергетике, уникально высок. На Рисунке 4.1.18 показан, я бы сказал, один из основных графиков мировой энергетики. И этот график в какой-то степени страшный. Здесь нарисована кривая линия, но на самом деле это спираль. Дело в том, что технологии становятся дешевле.

Рисунок 4.1.18. Снижение стоимости модулей

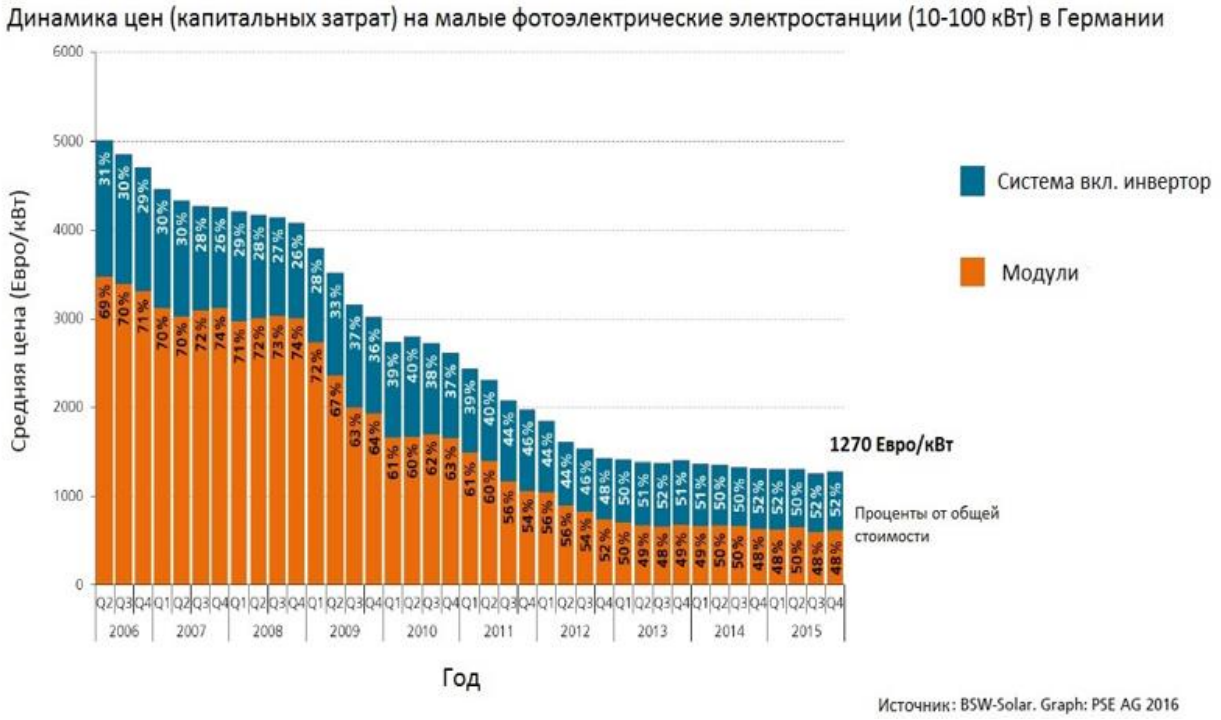


Это означает, что те, кто раньше не мог их себе позволить, начинают их использовать. Эти технологии начинают идти в регионы, где худшие солнечные условия, в этих регионах начинают рационально использовать солнечную энергетику. А с расширением использования падают цены, и так идет по спирали.

Наверняка есть какой-то предел. Я не могу представить, что это может как-то бесконечно продолжаться. Некоторые футурологи говорят, что это будет бесплатно, а зарабатывать будут в рамках каких-то других бизнес-моделей. То есть, не на модулях, а на сервисах. Но, тем не менее, мы видим колоссально высокие темпы снижения цен на оборудование, чрезвычайно быстрое снижение капитальных затрат. Каждое удвоение мощности приводит к снижению части капитальных затрат стоимости модулей, например, на 26%.

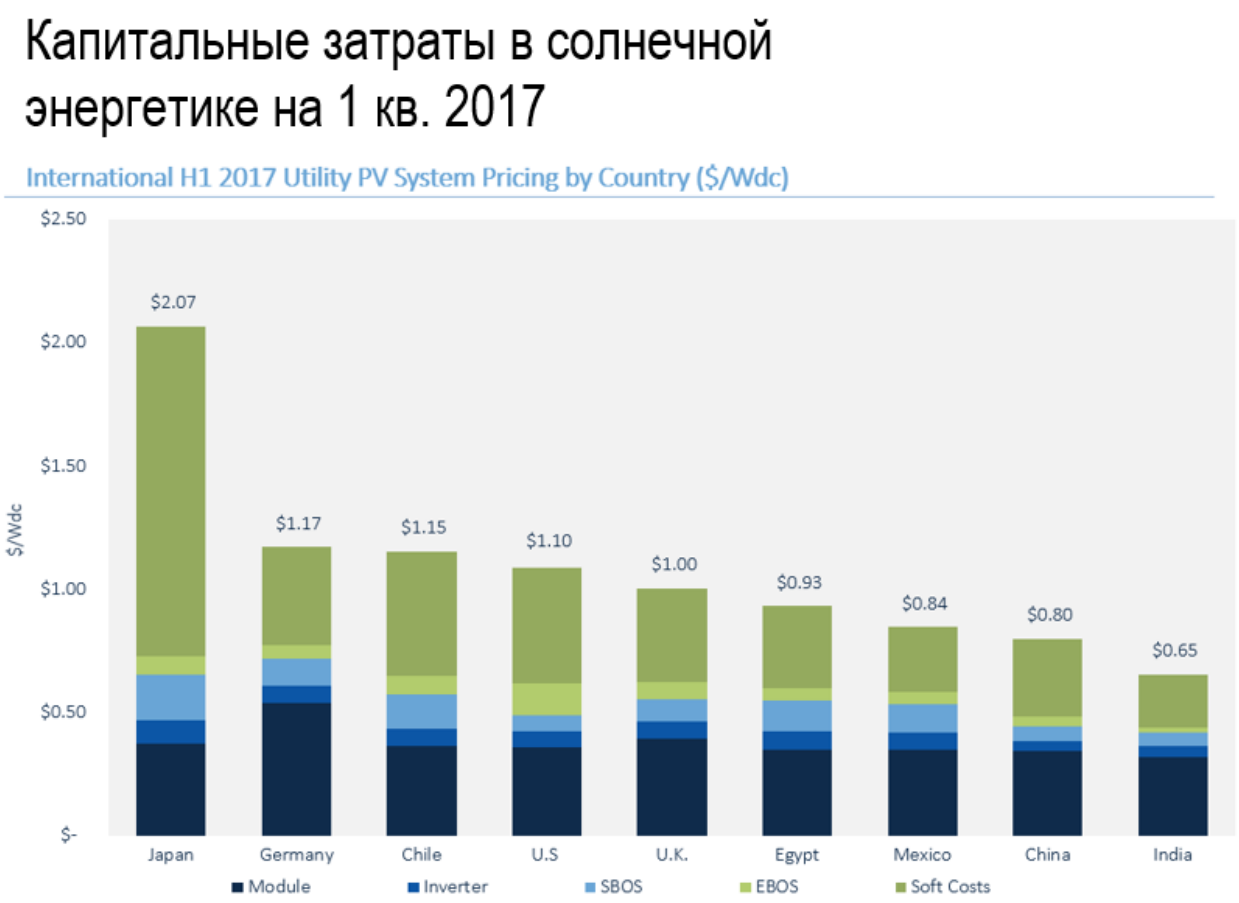
Если посмотреть на солнечную электростанцию в сборе на немецком рынке, на электростанцию маленького размера (график на Рисунке 4.1.19 показывает, как снижались капитальные затраты в динамике) – если сегодня в Германии поставить большую электростанцию, под ключ это будет 1200 евро. 1200 евро за кВт установленной мощности.

Рисунок 4.1.19. Динамика цен на малые фотоэлектрические электростанции в Германии



Достаточно свежее исследование было опубликовано по поводу экономики, капитальных затрат в фотоэлектрической солнечной генерации – см. Рисунок 4.1.20. Речь идет о крупных объектах промышленного масштаба.

Рисунок 4.1.20. Капитальные затраты в солнечной энергетике на 1 кв. 2017



Источник: GTM

Мы видим в мире существенные различия в капитальных затратах. Но если вы обратите внимание на темно-синюю часть этого графика, то увидите, что стоимость оборудования примерно везде одинаковая. За исключением европейского рынка. Здесь указана Германия с капитальными затратами 1,17. В Европе установлены минимальные цены на импортируемые модули из Китая, поэтому цены там несколько выше. Основное различие в так называемых soft-costs. Это нематериальные затраты. Мы видим, что сегодня в Индии построить промышленную солнечную электростанцию стоит 60–65 центов за ватт. Цена уникально низкая. Есть там определенные нюансы, говорят, что они используют оборудование похуже и не платят рабочим, инженерам. За счет этого цена такая низкая. Даже в Китае, как мы видим, она выше. Еще раз подчеркну, что несколько лет назад это были совершено немыслимые уровни капитальных затрат. Подчеркну также крайнюю важность для экономики генерации величины стоимости заимствований, величины стоимости капитала.

Дело в том, что, как мы видим на Рисунке 4.1.21а, самый крайний левый столбец, в возобновляемой электроэнергетике, в первую очередь в солнечной энергетике, есть практически только капитальные затраты. Доля операционных затрат крайне низка. Если брать частную солнечную электростанцию, там почти нет операционных затрат. Операционные затраты крайне низки, соответственно, стоимость финансирования капитальных затрат

играет здесь более существенное значение, чем в генерации на основе углеводородов, где также есть топливная составляющая.

Рисунок 4.1.21. Стоимость капитала – критический фактор

Капитальные затраты – это хорошо, но интересно, сколько будет стоить киловатт-час. Для этого есть простейшая формула, простейшая модель приведенной стоимости производства электроэнергии. Модель не является какой-то закрытой, она может дополняться с учетом пожеланий финансового менеджера той или иной организации. Безусловно, здесь можно добавлять достаточно много составляющих, которые влияют на стоимость, но если мы просто добавляем много факторов, то, конечно, усложняется сравнение энергетических альтернатив, поскольку нужно добавлять сравнимые вещи. Например, в солнечной энергетике обычно добавляется деградация модуля, потому что модуль деградирует со временем. Поэтому, конечно, в модели это обычно учитывают. Но в целом, это делать тоже сложно, поскольку, во-первых, все модули обладают очень разным качеством. Во-вторых, усложняется сравнение разных энергетических альтернатив. Если мы учитываем деградацию модуля в солнечной энергетике, то нужно посмотреть, каким образом меняется параметр выработки энергии с возрастом у других электростанций, тоже эти параметры вводить в модель. Это достаточно сложно.

Рисунок 4.1.22. Формула LCOE

LCOE ($/kWh) =

Совокупные расходы за жизненный цикл

Производство энергии за жизненный цикл

$$\frac{\sum_{t=1}^{n} \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

I_t = Investment expenditures in year t (including financing)
M_t = Operations and maintenance expenditures in year t
F_t = Fuel expenditures in year t
E_t = Electricity generation in year t
r = Discount rate
n = Life of the system

И что мы видим по экономике сегодня? Это достаточно известное исследование инвестиционного банка Lazard, которое публикуется каждый год – см. Рисунок 4.1.23. Здесь оранжевыми, пунктирными линиями обозначен интервал приведенной стоимости электроэнергии для рынка США. Интервал для комбинированной газовой генерации. Мы видим, что экономика солнечных электростанций, экономика ветроэнергетики целиком и полностью лежат в данном интервале.

Безусловно, здесь используются определенные допущения. В любом случае, в одном из исследований на одном из рынков мы видим следующую картину экономики. Я подчеркну, что речь идет о несубсидируемых величинах, здесь вся экономика очищена от субсидий.

Вот эта картинка мне не очень нравится – см. Рисунок 4.1.24. Дело в том, что она несколько устарела, здесь данные 2015 года. Здесь показан тренд, как это себе видит Bloomberg New Energy Finance — тренд экономики генерации на разных рынках.

Рисунок 4.1.23. Сравнение традиционной и альтернативной энергетики

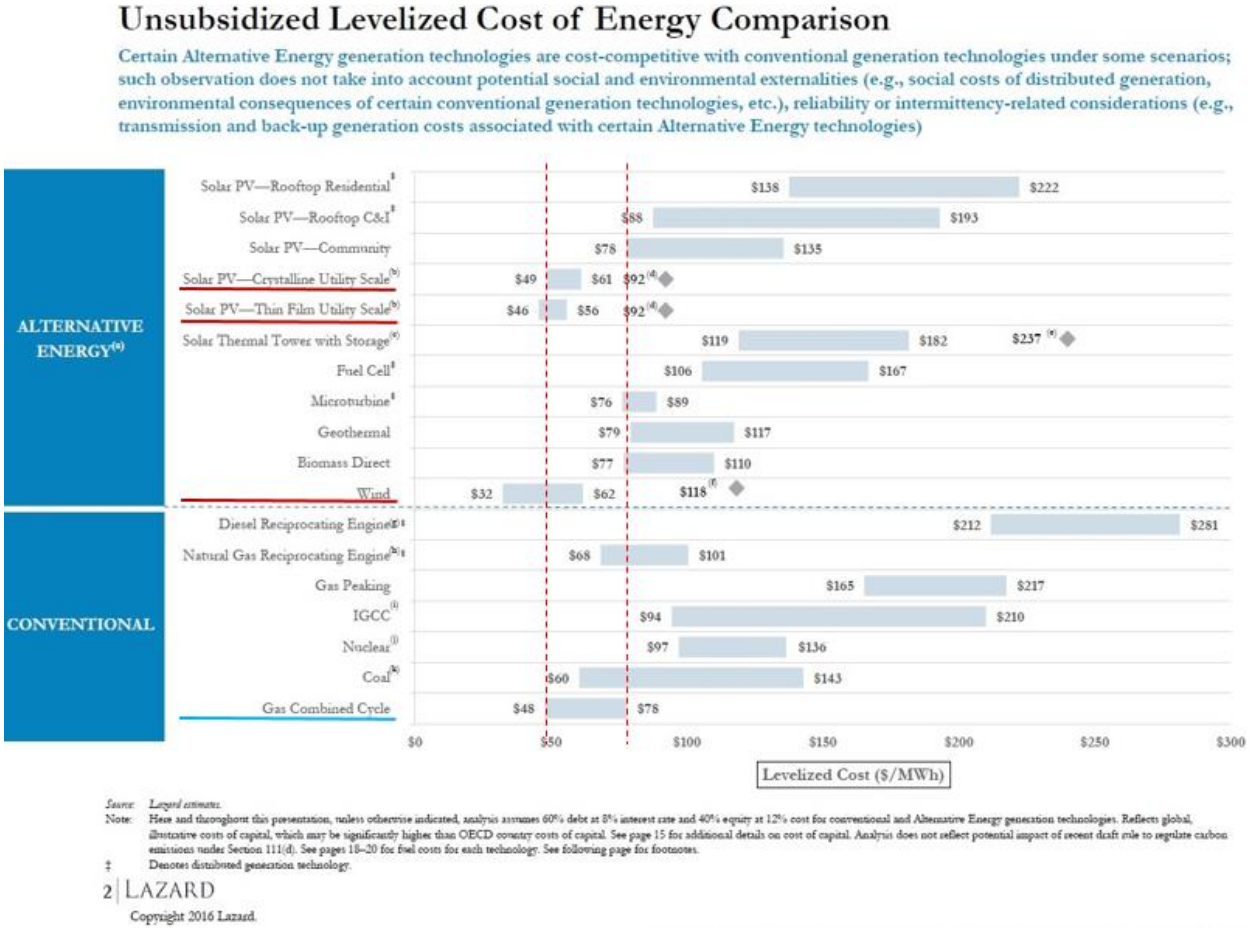


Рисунок 4.1.24. LCOE для разных рынков

Рисунок 4.1.25. Интервалы LCOE для новых электростанций

Интервалы приведенной стоимости электроэнергии (LCOE) для новых электростанций, вводимых в эксплуатацию в 2018 году (США)

Тип электростанции	Интервал LCOE ($/МВт*ч)				LCOE с учетом налогового кредита ($/МВт*ч)	
	Минимум	Средняя	Средне-взвешенная по мощности	Максимум	Приведенный налоговый кредит	LCOE (по средне-взвешенной)
На природном газе						
Обычная парогазовая	45,2	50,1	**48,7**	60,4	-	48,7
Усовершенствованная парогазовая	44,0	48,9	**48,0**	**57,9**	-	48,0
Обычная газовая турбина	88,3	96,5	**92,6**	109,7	-	92,6
Усовершенствованная газовая турбина	77,8	85,1	**83,8**	98,2	-	83,8
Ветер	**41,3**	58,3	**51,9**	71,3	-17,8	**34,0**
Солнце (PV)	62,6	80,8	**71,0**	120,2	-17,4	53,5
Солнце (тепловая)	160,8	220,3	**175,6**	339,4	-41,7	133,9

Источник:
EIA (US Energy Information Administration) – Управление энергетической информации США;
Документ: «Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2016», *Август 2016*, Таблица A2, стр. 14
Данных по другим типам электростанций не приведено, поскольку они не планируются в указанном году.

А Рисунок 4.1.25 – конкретная таблица от американского министерства энергетики, управления энергетической информации США. Она очень забавна. Это называется «интервалы приведенной стоимости электроэнергии для объектов генерации, вводимых в 2018 году». Это таблица из работы, опубликованной в прошлом 2016 году.

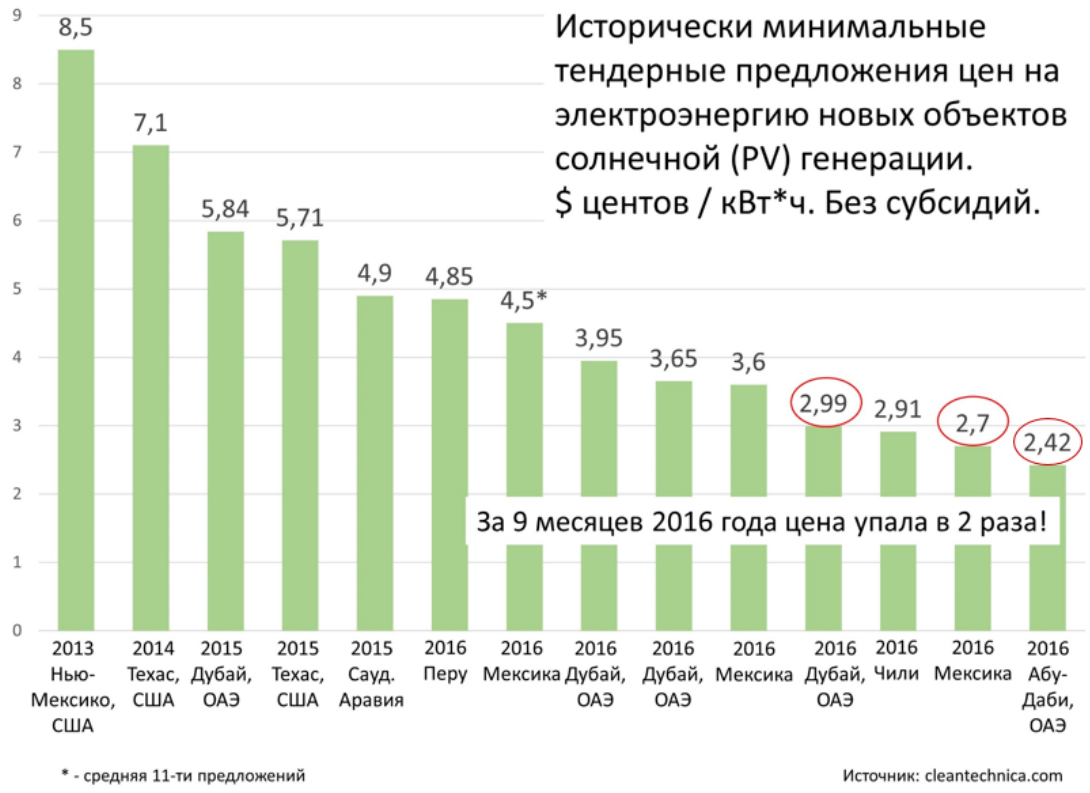
Обратите внимание, что, если брать абсолютный минимум по экономике, то есть самую дешевую электроэнергию на рынке США – это ветроэнергетика.

Смотрите, самая дорогая ветровая электростанция оказывается дешевле самой дешевой газовой турбины. Там, безусловно, надо учитывать, какие конкретные условия заложены. В данном случае, если я не ошибаюсь, они берут КИУМ для газа порядка 30%. Для парогазовой они берут за 80% КИУМ. Если парогазовые электростанции работают с высоким коэффициентом использования мощности, тогда они вполне конкурентоспособны с ветроэнергетикой. Для удобства, в этой таблице — у американцев хорошая статистика – сделано две части таблицы. Правая часть таблицы приведена отдельно с учетом субсидий. Там не совсем субсидии. В США действует система налоговых вычетов. С учетом налоговых вычетов. А левая часть – это всё целиком очищено, чистая экономика.

Если посмотреть конкретику, можно посмотреть на цены, рекордно низкие цены в солнечной генерации в мире – см. Рисунок 4.1.26. Что происходит у нас? У нас происходит следующее. То, что

было зафиксировано на тендере в Абу-Даби в прошлом 2016 году, подписали уже договор на поставку электроэнергии на 20 или на 25 лет по цене 2,42 цента на киловатт-час, это порядка полутора рублей. Можно сказать, ни один из новых объектов генерации в других секторах электроэнергетики не сможет обеспечить возврат инвестиций, доход инвесторов по такой цене. На сегодняшний день это самая низкая цена в электроэнергетике. Безусловно, она достигнута на рынке с идеальными солнечными условиями. Безусловно, у них есть свои внутренние договоренности, нулевая стоимость капитала, возможно, нулевая стоимость земли. Еще раз подчеркну, это цены несубсидируемые.

Рисунок 4.1.26. Исторические минимальные тендерные предложения цен на электроэнергию новых объектов солнечной генерации



Что наши индийские товарищи говорят? Мы видели, что в Индии капитальные затраты тоже упали до крайне низких уровней. Министр энергетики Индии говорит, что стоимость электричества в солнечной энергетике на индийском рынке уже упала ниже, чем стоимость киловатт-часа в угольной генерации в стране – см. Рисунок 4.1.27.

Рисунок 4.1.27. Цитата высказывания министра энергетики Индии

Давайте коснемся вопроса субсидий. Всем известно расхожее мнение, что возобновляемая энергетика субсидируется. Да, появилась она, безусловно, благодаря государственной поддержке. Любая отрасль, которая является важной, системообразующей, особенно такая, как энергетика, всегда является предметом государственной поддержки и заботы. На Рисунке 2.1.28 выдержки из двух документов МЭА и МВФ по поводу энергетических субсидий.

Рисунок 4.1.28. Цитаты о субсидировании ВИЭ

Возобновляемая энергетика – субсидируется?

«Субсидии на потребление ископаемого топлива во всем мире составили в 2013 г. $548 млрд... *Эти субсидии* ***более чем в четыре раза выше объемов субсидий возобновляемым источникам энергии***»

- МЭА

«Энергетические субсидии [уголь, нефтепродукты, природный газ, электроэнергия] значительно выше, чем оценивалось ранее: - $ 4,9 трлн (6,5 процента мирового ВВП) в 2013 г, и по прогнозам, достигнут $ 5,3 трлн (6,5 процента мирового ВВП) в 2015 г», что эквивалентно $ 10 млн в минуту

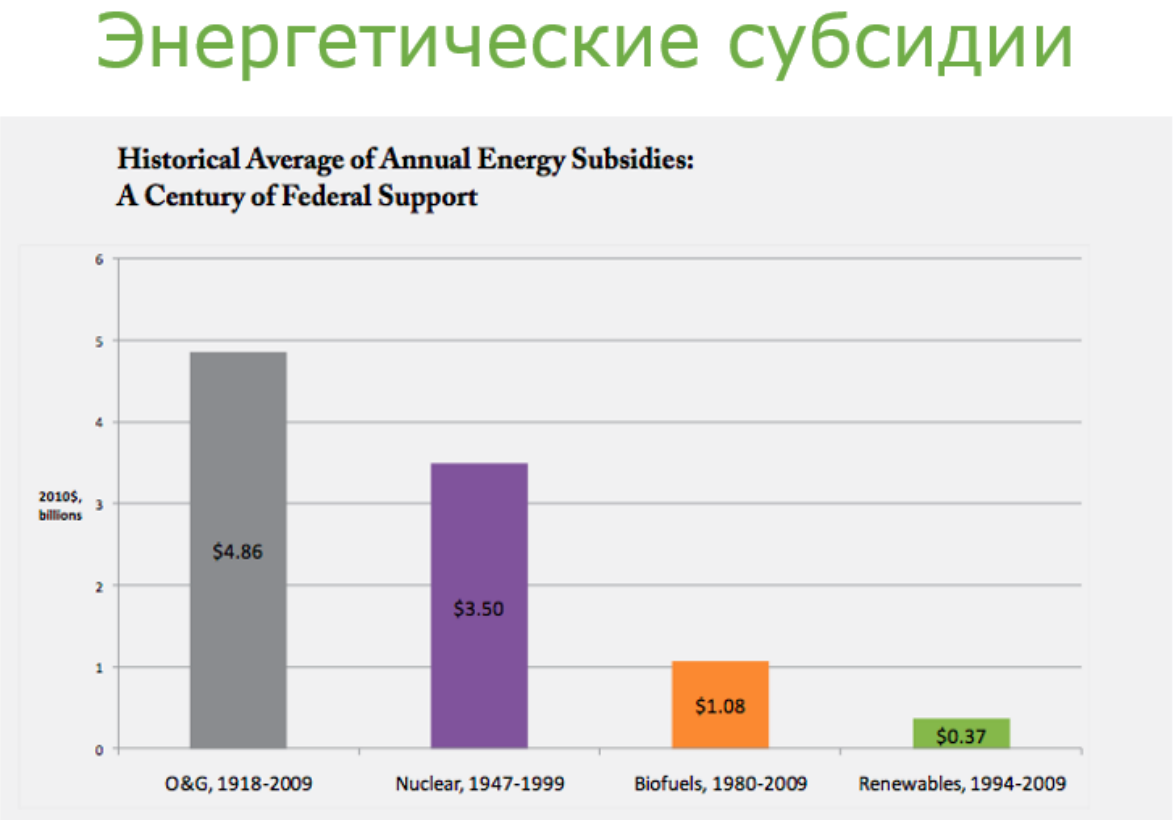
- МВФ

Я не очень согласен с их аргументами. Дело в том, что международное энергетическое агентство говорит о субсидиях на потребление. Что такое субсидии на потребление? У нас цена на газ внутри страны ниже, чем на мировом рынке. Это считается субсидией, то есть субсидией на потребление. Можно с этим соглашаться, не соглашаться, но международное энергетическое агентство так считает. А МВФ вообще берет, и относит к субсидиям экстерналии. Если вы знаете, что такое экстерналии. Экстерналии

– это внешние эффекты. Негативные внешние эффекты. Это тоже своеобразная методология, я бы не стал это делать, но они так учитывают. Если называть вещи своими именами, представьте, у вас угольная электростанция, рядом с ней повышается уровень заболеваний и смертности, люди умирают преждевременно от хронических заболеваний. И всегда возникает вопрос: а это бесплатно или нет? Отвечать на этот вопрос можно по-разному.

По энергетическим субсидиям существует масса исследований. Мы все прекрасно знаем, что у нас энергетика субсидируется массивно. У нас перекрестное субсидирование.

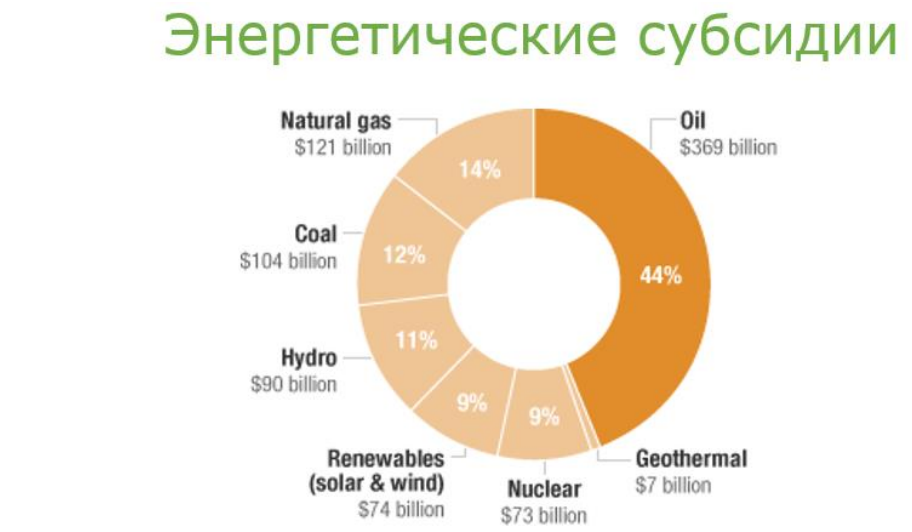
Рисунок 4.1.29. Энергетические субсидии. Данные США



Данные для США. Источник: DBL Invesors

Одно из американских исследований показывает исторические субсидии в США за все время поддержки в среднегодовом исчислении. Они приходят к выводу, что в нефтегазовом секторе среднегодовые поддержки были существенно выше, чем в возобновляемой энергетике – см. Рисунок 4.1.30. Другое исследование, тоже американское, здесь атомщики готовили. Они поменьше субсидий ставят для атомной энергетики. Но здесь тоже достаточно показательная картина, которая показывает, что энергетические субсидии в нефтегазовом секторе существенно превышают субсидии в той же возобновляемой энергетике.

Рисунок 4.1.30. Энергетические субсидии по секторам энергетики

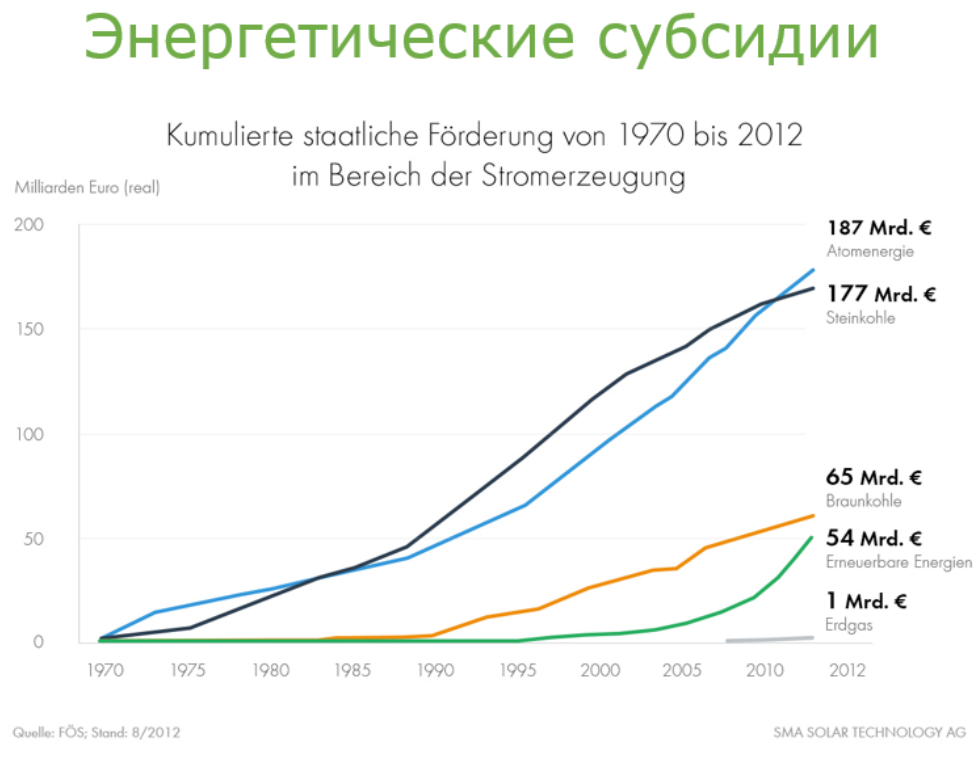


Federal Energy Incentives (1950-2010)

Источник: "60 Years Of Energy Incentives," Management Information Services for the Nuclear Energy Institute

То же самое немцы пишут. Причем, речь идет именно об электроэнергетике, о субсидировании атома и угля в области электроэнергетики – см. Рисунок 4.1.31. И тоже мы видим, что накопленные субсидии и угольным электростанциям, и атомным существенно превышают накопленные субсидии возобновляемой энергетике. Существенно превышали. Сейчас, может быть, в возобновляемой электроэнергетике они уже и выросли. Потому что немцы платят каждый год за возобновляемую энергетику. По-разному платят, но по возрастающей. В текущем году порядка 25 миллиардов евро.

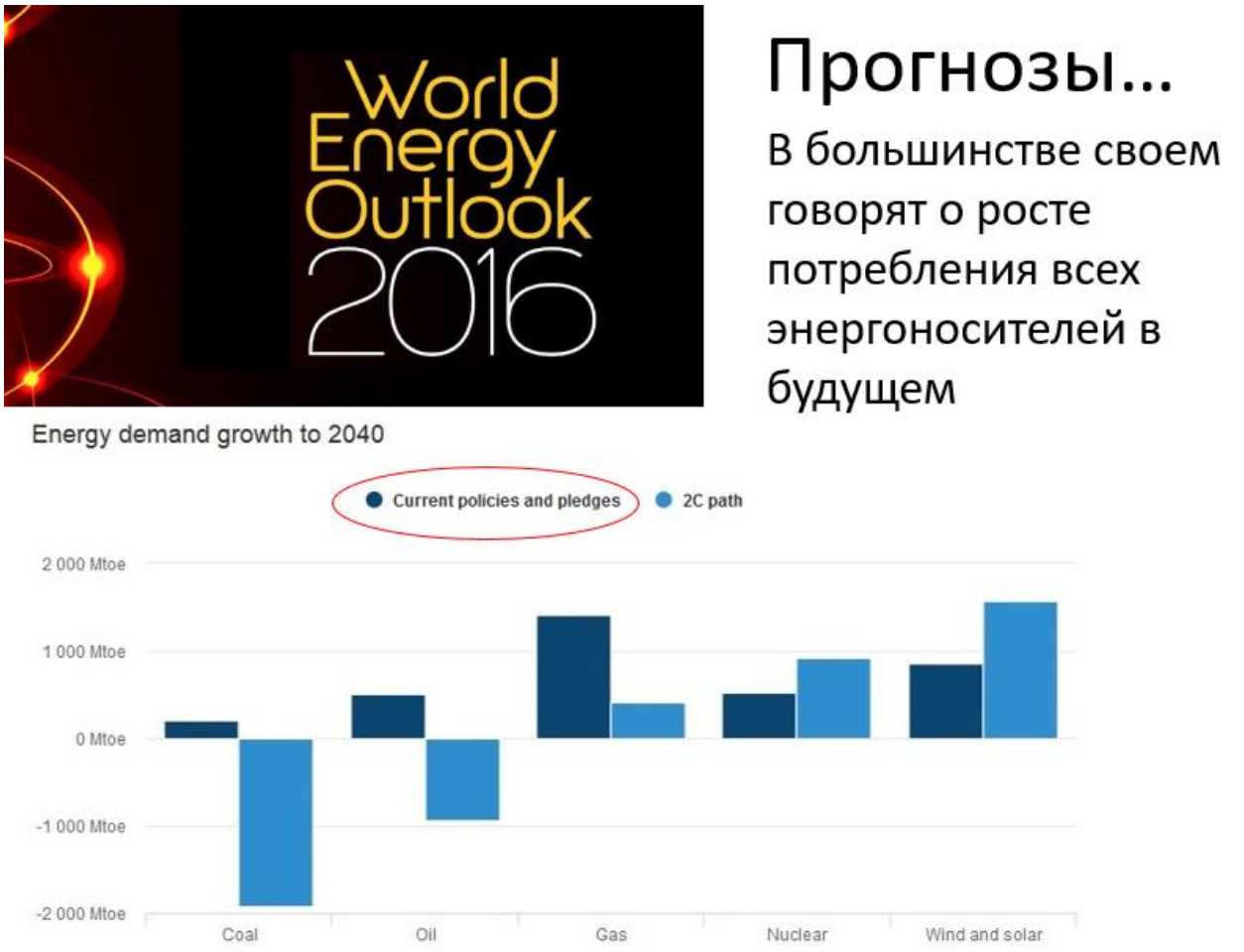
Рисунок 4.1.31. Энергетические субсидии с 1970 по 2012 гг.



Атомная энергетика – это вообще одна большая субсидия. Отрасль двойного назначения. Если бы не военная часть, то, конечно, никакой атомной энергетики не было бы никогда. Это все целиком построено на государственные деньги. Как отметил наш Нобелевский лауреат Жорес Алферов: «Если бы на развитие альтернативной энергетики было потрачено хотя бы 15% из тех средств, что мы вложили в энергетику атомную, то АЭС нам сейчас вообще были бы не нужны».

В классическом финансовом плане это именно перекрестное субсидирование, то есть грубо говоря, население платит за эти игрушки. И перейдем к прогнозам, посмотрим, что же будет дальше с родиной и с нами. Прогноз каждый день появляется новый. На Рисунке 4.1.32 – последний прогноз от МЭА. Практически все прогнозируют увеличение: все будет расти. Экстраполяция, то есть население растет, благосостояние растет, все потребляют больше. Как говорят наши сердобольные товарищи, нужно решать энергетические проблемы человечества, всех обеспечивать энергией.

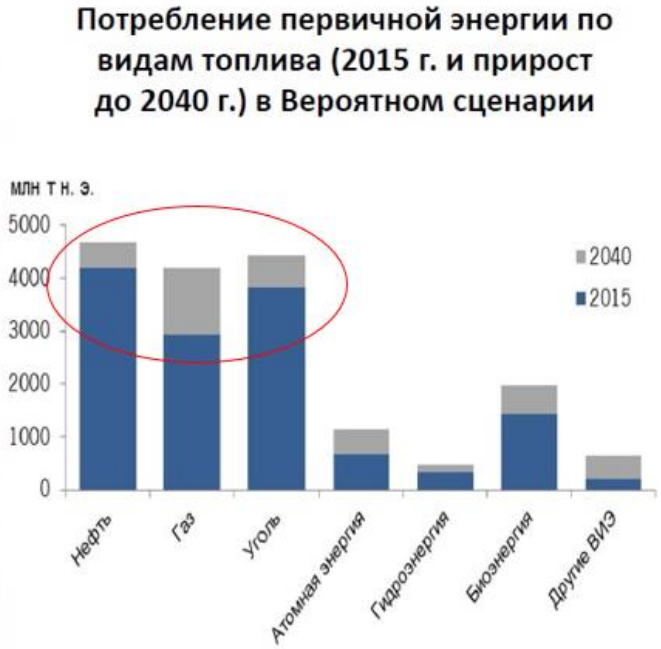
Рисунок 4.1.32. Прогноз МЭА-2016



Наш прогноз, к которому уважаемая Татьяна Митрова приложила руку, насколько я знаю, здесь он тоже очень консервативный, то есть все будет очень сильно расти – см. Рисунок 4.1.33. Хотя я не понимаю, может мне кто-нибудь сказать, почему потребление угля будет расти, где? Я не совсем вижу. В Китае пик потребления угля уже пройден в 2014-ом году, оно снижается.

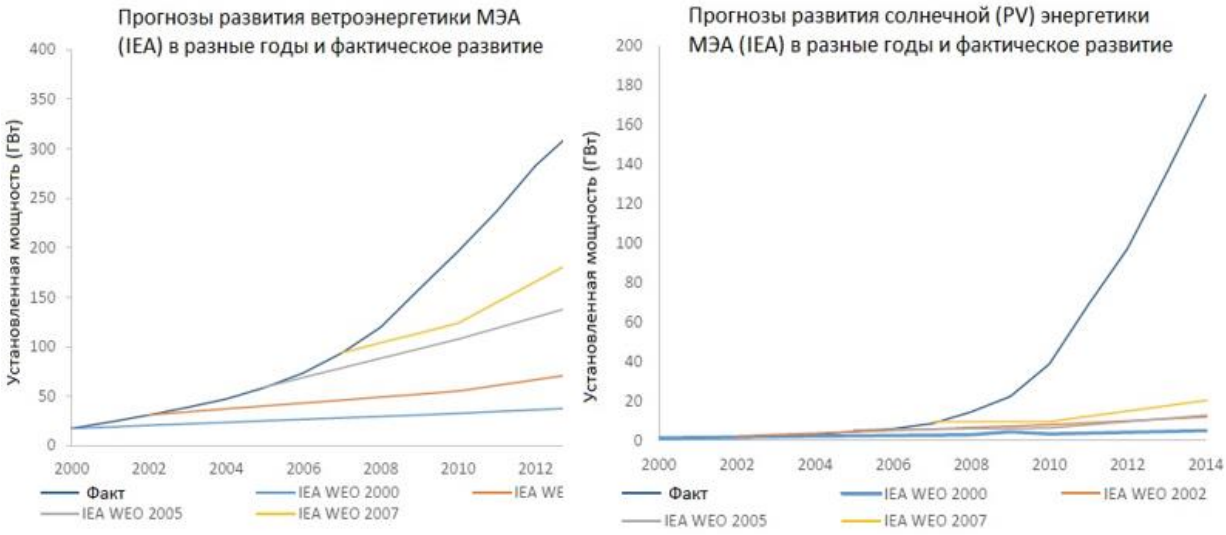
В Индии? Этот прогноз основывается на том, что в Индии дефицит электроэнергии. 300 миллионов человек без электричества, их надо как-то обеспечивать, поэтому уголь будет расти. Но не получается. Если посмотреть на статистику, на энергетические планы, они 50 ГВт угольных электростанций запланировали до 2026-года, и всё, мы останавливаемся. КИУМ у них упал в угольной генерации с 80 до 55% или даже ниже.

Рисунок 4.1.33. Прогноз ИНЭИ РАН



К прогнозам надо относиться осторожно всегда. Особенно правый график на Рисунке 4.1.34 очень показателен. МЭА, огромное количество высококвалифицированных экспертов занимаются прогнозами профессионально, каждый год прогнозируют, и каждый год садятся в лужу. Полное несоответствие прогнозов и реальности.

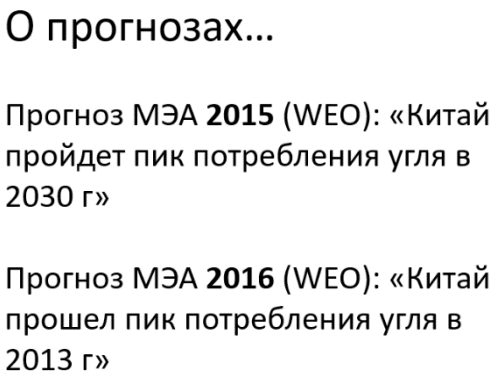
Рисунок 4.1.34. Прогнозы МЭА и реальность



Кстати, если хотите хороший качественный энергетический прогноз, читайте Гринпис. Поверьте мне на слово, энергетические прогнозы Гринпис сбываются в большей мере, чем прогнозы кого бы то ни было. И меня спрашивают, и МЭА, почему вы ошибаетесь? Ответ простой. Отвечал на конференции глава МЭА Фатих Бироль: мы никогда не думали, что затраты упадут до таких уровней.

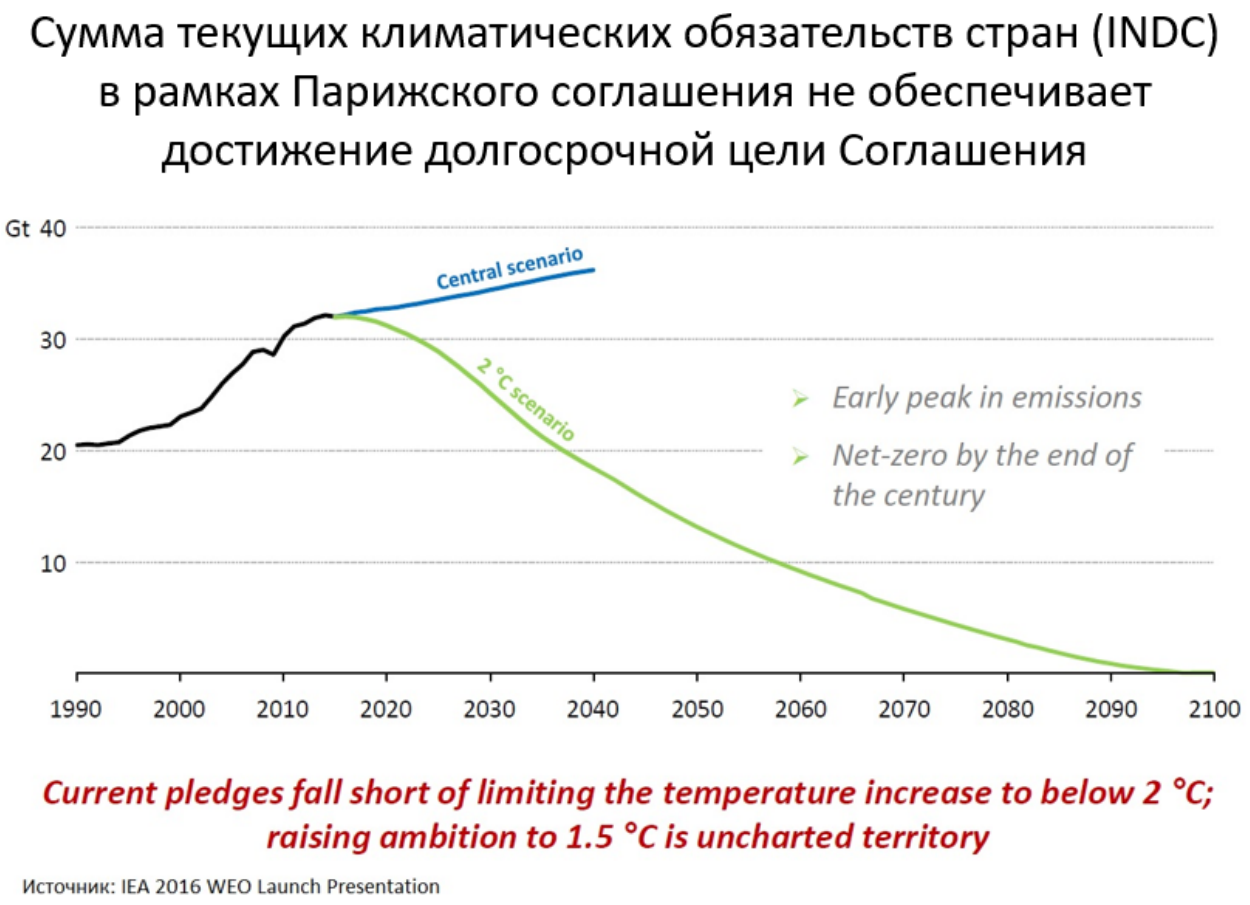
И еще о прогнозах МЭА. За один год все в мире поменялось. Мы слышали старую историю, что ОПЕК за 1 год пять раз пересмотрел прогноз развития электротранспорта.

Рисунок 4.1.35. О прогнозах…



При прогнозировании на что бы я обратил внимание? Конечно, с новой администрацией США возникают разные вопросы. Как там дальше пойдет? Но сегодня в рамках Парижского соглашения есть обязательства стран, и есть обязательство, что они должны пересматриваться каждые 5 лет в сторону ужесточения. На сегодняшний день сумма этих подписанных обязательств по расчетам явно недостаточна для достижения целей Парижского соглашения. Мы понимаем, что некоторые страны, некоторые политические силы будут стимулировать и ускоренно развивать возобновляемую энергетику.

Рисунок 4.1.36. Климатические обязательства стран и долгосрочная цель Парижского соглашения



Источник: IEA 2016 WEO Launch Presentation

Рисунок 4.1.37. Бернар Клеман о будущем солнечной энергетики

«Мы ожидаем, что солнечная энергетика продолжит расти в среднем **на 50% в год** в ближайшие десятилетия. Глобально это значит, что **2000-3000 ГВт** будет установлено в течение 20 лет, что означает, что 2-3 триллиона долларов будет инвестировано. Это действительно значительная возможность..

Мы ожидаем, что продолжится тенденция падения цен и технологических усовершенствований, ведущих к повышению эффективности. Мы скоро увидим очень низкие, если не **очень-очень низкие, полностью интегрированные цены** в фотоэлектрической энергетике».

Бернар Клеман (Bernard Clement), старший вице-президент ***«Total»***

31 августа 2016

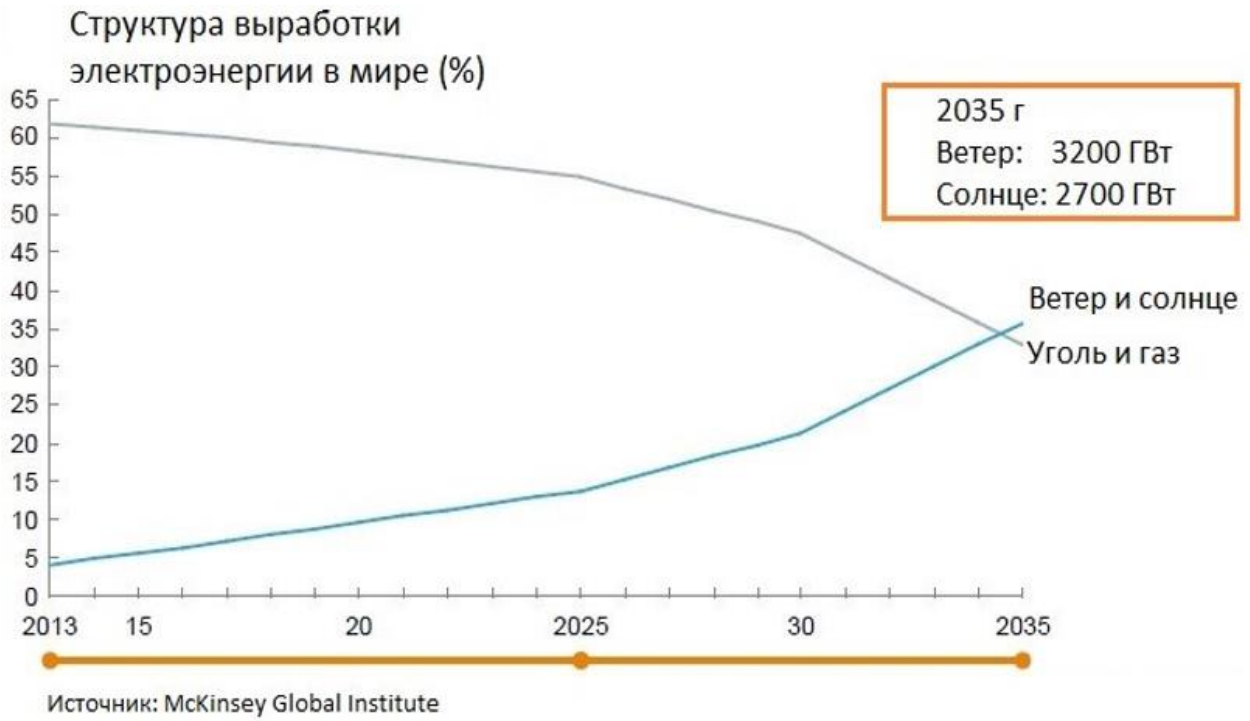
Reuters

Я посмотрел бы, конечно, на прогноз отраслевых специалистов. Нефтегазовая компания «Тоталь» – см. Рисунок 4.1.37. Мы знаем, что она является достаточно крупным инвестором в солнечной энергетике, является мажоритарным акционером американской компании «SunPower». Говорит прямо, каким будет темп роста, какие объемы будут вводиться.

Солнечная энергетика, на мой взгляд, это безусловно будет доминирующая технология во всем мире. Для сравнения: 2-3 тысячи ГВт может быть введено в солнечной энергетике за два десятилетия, а установленная мощность всей мировой энергетики на сегодняшний день – примерно 6,5 тысяч ГВт.

Один из сценариев, это не прогноз, от McKinsey Institute, свежий, от текущего года, на Рисунке 4.1.38. Опять же, подчеркну, в одном из сценариев, что к 2035-му году по выработке сравняется углеводородная генерация и генерация на основе ветра и солнца. И для этого будут построены мощности, примерно соответствующие предыдущему прогнозу из «Тоталь».

Рисунок 4.1.38. Структура выработки электроэнергии в мире



На Рисунке 4.1.39 – прогноз от международного агентства возобновляемой энергетики IRENA. Они прогнозируют, как будет развиваться стоимость разных технологий генерации. Исследование последнее, 2016-го года, но оно уже крайне устарело, то есть цифры здесь абсолютно неактуальны. Особенно оффшорная морская ветроэнергетика – это вообще мировая сенсация, потому что все были согласны, что это очень перспективная отрасль, там земли не занимают, очень высокий КИУМ, но очень дорого. И вдруг в текущем году тендеры, совершено непонятно, цены упали крайне низко.

Мы видим, что на 2025-ый год IRENA прогнозирует какую-то средневзвешенную мировую цифру, а сегодня уже цена тендеров ниже. По большому счету, это сенсационные вещи. А в Германии прошел тендер в оффшорной энергетике – там объекты, которые в 2025-ом, в 2026-ом году должны были ввести, они вообще подали заявку без ценовой надбавки. Я консультировался с немецкими товарищами, спросил, что, может, просто подали, а потом не построят? Но там серьезные имена, там профессиональные немцы. Серьезная заявка.

Рисунок 4.1.39. Прогноз от IRENA

ПОТЕНЦИАЛ СНИЖЕНИЯ КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ И СТОИМОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СОЛНЕЧНОЙ И ВЕТРОВОЙ ГЕНЕРАЦИИ 2015-2025

	Средневзвешенные данные – весь мир								
	Инвестиционные затраты, USD/кВт		Изм. в %	Коэффициент исп. мощности (КИУМ)		Изм. в %	Стоимость (LCOE) USD/кВт*ч		Изм. в %
	2015	2025	↘	2015	2025	↗	2015	2025	↘
Солнечная энергетика (PV)	1810	790	-57%	18%	19%	8%	0,13	0,06	-59%
Ветроэнергетика (материковая)	1560	1370	-12%	27%	30%	11%	0,07	0,05	-26%
Ветроэнергетика (офшорная)	4650	3950	-15%	43%	45%	4%	0,18	0,12	-35%

В долларах 2015 г, wacc = 7,5 % (ОЭСР, Китай), 10% (остальной мир)

Источник: IRENA (2016), *The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025.*

Ноябрь 2016 Vattenfall выиграл тендер на строительство 600 МВт Kriegers Flak offshore wind farm с ценой 0,0499 евро/кВт*ч

Один из опросов делала компания DNV GL и опросила 1600 экспертов из 71-ой страны — достаточно репрезентативная выборка — что же будет в дальнейшем, то есть какова будет доля возобновляемой энергетики в мировом производстве электроэнергии. Мы видим на Рисунке 4.1.40, что есть определенный консенсус. Считают, что возобновляемая энергетика именно в мировой электроэнергетике будет со временем развиваться и доминировать. Такие опросы, на мой взгляд, даже ценнее, чем прогнозы МЭА, потому что специалисты работают на рынке, чувствуют.

Рисунок 4.1.40. Один из вопросов DNV GL

«Когда возобновляемые источники станут генерировать **70%** электроэнергии на рынках, где вы работаете?»

(DNV GL «Beyond integration» опрошено 1600 энергетических экспертов из 71 страны, 2015)

2030 год - 50% респондентов
2050 год - 82% респондентов

Если мы пытаемся прогнозировать будущее, самое простое – посмотреть законодательную базу. Дело в том, что по миру прогнозировать – вообще бессмысленное дело, но мы какие-то макрорегионы по рынкам можем спрогнозировать. С Европой вообще все понятно, то есть в Европе уже все прописано в законах. Мы, такая-то страна, к такому-то году должны закрыть угольные электростанции, к такому-то году обеспечить сокращение выбросов парниковых газов до такого-то уровня, тогда-то достичь определенной доли возобновляемой энергетики в производстве электроэнергии.

Пожалуйста, вот выдержка из закона о возобновляемых источниках энергии Германии – см. Рисунок 3.1.41. Конкретно описано. Вопрос: выполнят они или нет? Но факт остается фактом, в законе написано: минимум 80 процентов к 2050 году.

Рисунок 3.1.41. Закон о ВИЭ в Германии

«Целью закона является повышение доли электричества, производимого на основе ВИЭ, в общем потреблении электроэнергии до

1. 40-45% до 2025 г
2. 55-60% до 2035 г
3. **минимум 80%** до 2050 г»

Закон о ВИЭ Германии (EEG) § 1 (2)

И в заключении можем обсудить, какие технологии в электроэнергетике ближайшего будущего будут ключевыми. На мой взгляд, то, что я вижу сегодня – я не футуролог, я с цифрами работаю, смотрю – я считаю, что на сегодняшний день солнечная энергетика, безусловно, занимает лидирующие позиции. Это как гаджет: дешевеет и дешевеет. Строить быстро, дешево, удобно. Каждый год будет вводиться в мире по 100 ГВт. Уже прогнозируют, что в этом году 80 введут, в следующем году – 90, 100 и так далее. Ветроэнергетика, безусловно, по 60 ГВт, как минимум, каждый год будет вводиться. Угольная генерация будет сокращаться, газовая генерация под вопросом, то есть газовых мощностей будет много, наверное, но потреблять газ будут мало, они будут работать с очень низким КИУМ.

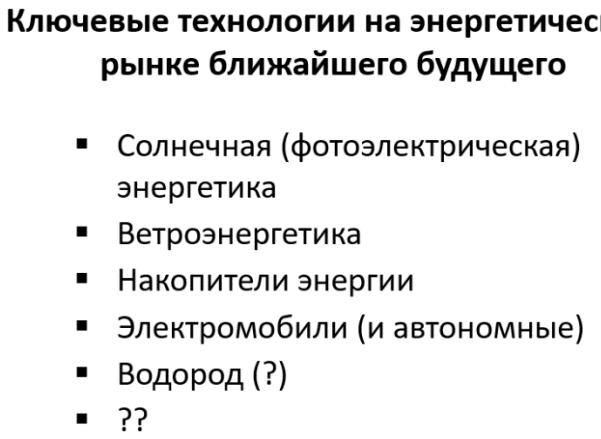
Что касается накопителей энергии, это, безусловно, один из самых горячих рынков. Иногда несколько ошибочно ставят развитие накопителей энергии в качестве обязательного условия развития возобновляемой энергетики. Это, начиная с какой-то стадии развития, безусловная необходимость. На начальных, на нынешних стадиях такой горячей потребности в масштабах энергосистемы нет. Отраслевые специалисты это подтверждают. Например, в Германии сетевая компания 50 Herz, глава её часто выступает. Эта сеть отличается тем, что там 50% электроэнергии – это возобновляемая энергетика. Причем, прерывистая, нестабильная. Это ветроэнергетика. Он говорит в интервью открытым текстом, что те возможности, которые сегодня есть в системе, объемы ГАЭС, возможности перетоков, достаточны для

того, чтобы работать с этой пятидесятипроцентной долей, то есть какие-то дополнительные мощности, накопители не нужны.

Безусловный тренд – это электротранспорт и автономный транспорт. Использование транспорта также в качестве накопителя энергии. То есть, развитие концепции vehicle-to-grid, когда электромобиль будет и накапливать энергию из собственной сети, и, когда нужно, отдавать ее обратно.

Большая интрига – это развитие водородных технологий. Конечно, если говорить о системе с большой долей возобновляемой энергетики, то по состоянию на сегодняшний день, на нынешний уровень развития техники, большие мощности производства синтетических газов, водорода или даже синтетического метана, они, конечно, необходимы для того, чтобы система с большой долей возобновляемой энергетики работала.

Рисунок 3.1.42. Ключевые технологии на энергетическом рынке ближайшего будущего



Подведём итоги

Так называемые новые возобновляемые источники энергии: солнечную и ветроэнергетику – называют новыми ВИЭ, потому что гидроэнергетика – это старый, традиционный вид, а солнечная и ветроэнергетика – это новые ВИЭ. Хотя, конечно, это технологии не новые, они уже сто лет известны, сто лет работают. Фотоэффект известен более ста лет. Просто сегодня они достигли хорошей коммерческой зрелости и превратились в основные энергетические технологии.

Сырьевые рынки в связи с бурным развитием возобновляемой энергетики вошли, на мой взгляд, в период стратегической нестабильности. Сырьевой сектор находится в какой-то степени в патовой ситуации. Дело в том, что низкие цены на сырье делают затруднительной или невозможной разработку новых капиталоемких месторождений. А если цены на сырье повышаются, то альтернатив на сегодня много, и рост цен на сырье, внедрение, развитие этих альтернатив только ускоряет.

Атомная энергетика

д.т.н., проф., чл-корр. Рачков Валерий Иванович
Научный руководитель НИОКР проектного направления «Прорыв»

Коллеги, я не буду рассказывать, что такое атомная энергетика, что такое атомная энергия. Все это вы должны были узнать еще в школе. Вас, в первую очередь, должно интересовать, а что же реально делается в России в этой области, и в каком состоянии эта область сейчас находится.

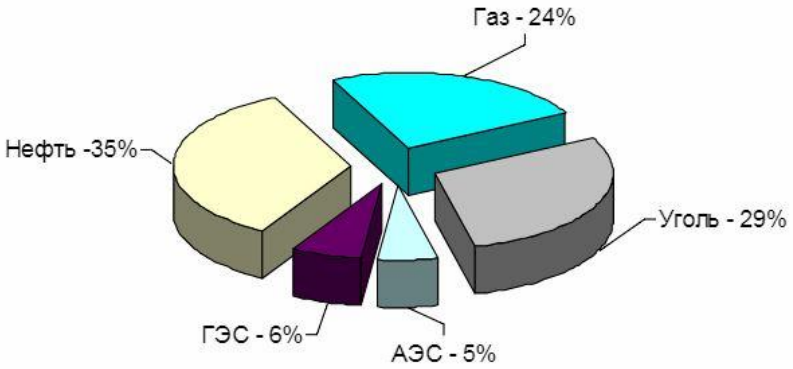
Название соответствует той проблеме, которая сегодня стоит перед ядерной энергетикой. Необходима новая технологическая платформа. А для того, чтобы понять, что такое новая технологическая платформа, посмотрим на старую, на существующую. Она представлена на Рисунке 4.2.1.

Рисунок 4.2.1. Годовые потоки ядерных материалов в открытом топливном цикле

Это тепловые реакторы в открытом ядерном топливном цикле. Что это означает на практике? На практике означает, что если мы для одного гигаватта электроэнергии посмотрим циркуляцию сырья, то мы 200 тонн забираем из недр урановой руды, на выходе получаем практически столько же отходов. В энергию уходит где-то около килограмма по формуле mc^2. На самом деле, все остальное уходит в отходы. Поэтому мы с вами 200 тонн расходуем сегодня на 1 ГВт электроэнергии.

Что это за отходы: это, во-первых, обедненный уран, который получается после обогащения, и облученное ядерное топливо, которое выгружается из реакторов. Сегодня атомные электростанции во всем мире дают 5 процентов энергопроизводства – см. Рисунок 4.2.2. Ничтожная доля, на мой взгляд. Если бы наши отцы-основатели этой энергетики думали, что так оно и произойдет, предвидели эти 5%, наверное, они этого не затевали бы.

Рисунок 4.2.2. Роль ядерной энергии в мировом энергопроизводстве



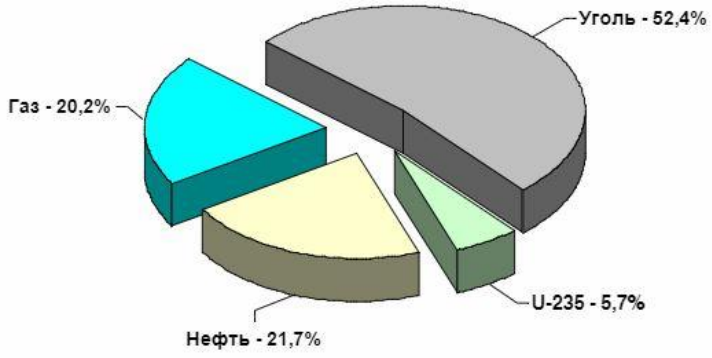
Энергопроизводство в 2015 г.

Теперь о технологической платформе. Надо сразу сказать, чтобы не было паники, что такая технологическая платформа, которая сегодня существует, повторяю еще раз, тепловые реакторы в открытом ядерном топливном цикле, она для тех 5% достаточна, если не рассматривать долгосрочную перспективу. Но не более того. Потому что трагический опыт показал (Три Майл Айлэнд в 1979 году, Чернобыль в 1986, Фукусима в 2011 году), что потенциал решения долгосрочных энергетических проблем ограничен из-за **несоответствия уровня технической безопасности** основному требованию к крупномасштабной ЯЭ – исключению аварий, требующих эвакуации населения.

Помимо этой глобальной проблемы, связанной с безопасностью, у старой технологической платформы есть и другие проблемы:

1. **Низкая эффективность** использования добываемого природного урана. Я вам уже говорил, что из 200 тонн мы всего получаем топлива на 1 ГВт электричества в год. Фактически это означает, что мы добываемое природное сырье используем крайне неэффективно. Я бы привел образ дровосека, который рубит лес для того, чтобы отапливать свои помещения древесной корой.

Рисунок 4.2.3. Относительный энергетический потенциал природных ресурсов мира



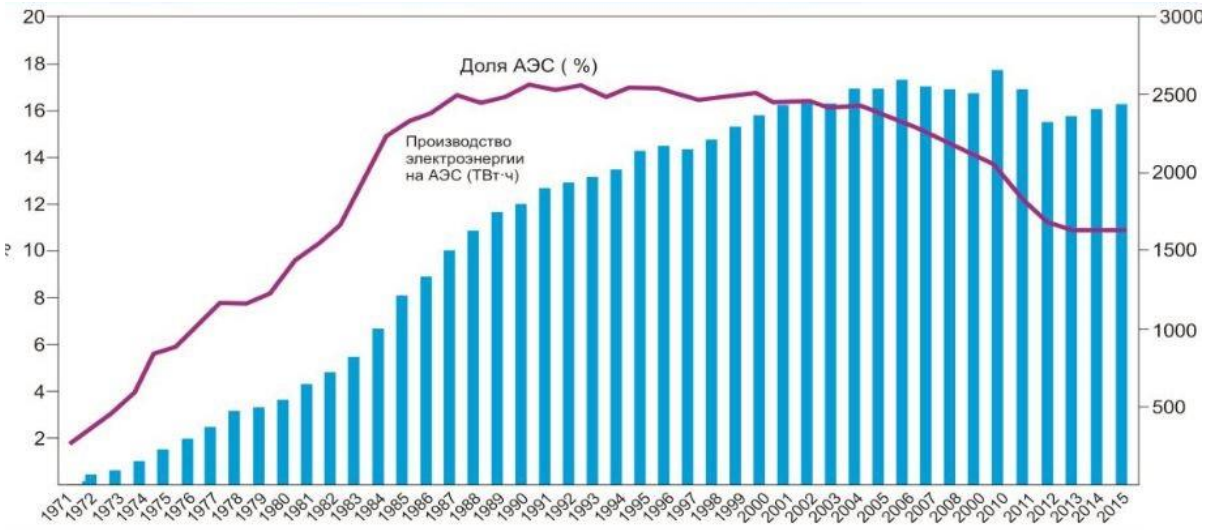
Относительный энергетический потенциал природных ресурсов мира (для органического топлива: данные BP на конец 2008 г., для урана - 235: RAR 3,3 млн.т - IAEA - TECDOC-1629, 2009)

2. Вторая проблема – системная. **Отсутствие экологически приемлемого обращения с ДВАО** (младшие актиноиды и др). Мы не знаем, что делать с долго живущими, высоко активными отходами. В рамках старой технологической платформы, повторяю. Сейчас мы анализируем старую технологическую платформу. Живут эти отходы миллионы лет. Потом я вам эту проблему еще продемонстрирую на других рисунках.

3. И третья проблема: **риск переключения ДМ, обращающихся в ЯТЦ, на военные или террористические цели**. В рамках общественного мнения эта проблема стоит одной из первых.

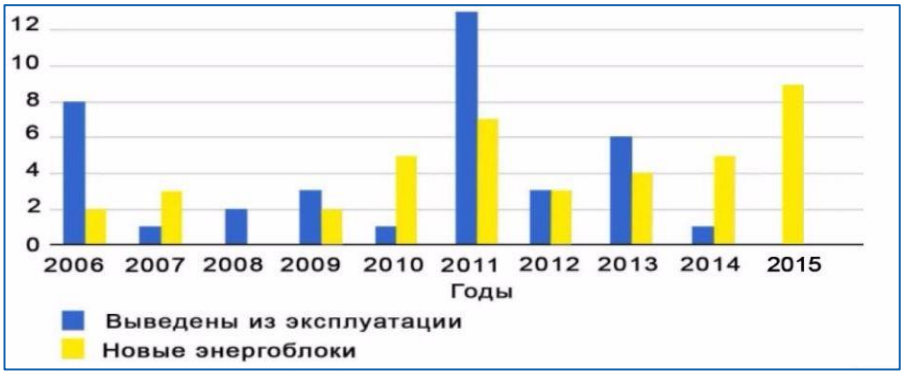
Есть ещё ряд барьеров, которые стоят на пути развития глобальной ядерной энергетики.

Рисунок 4.2.4. Доля АЭС в мировом производстве электроэнергии



На Рисунке 4.2.4 кривая показывает долю атомной энергии, долю в мировом энергопроизводстве. Был какой-то максимум, сейчас она уже падает. А на Рисунке 4.2.5 приведен график, сколько мы вводим новых, это желтенький цвет, и сколько мы выводим из эксплуатации. Если посчитать, сложить, практически одно и то же. То есть, фактически наступает стагнация в нашей отрасли.

Рисунок 4.2.5. Энергоблоки: ввод и вывод из эксплуатации



Основным барьером, конечно, является проблема **конкурентоспособности**, а она упирается в проблему безопасности. Когда начинали строить, была некая эйфория. Строили очень быстро, шустро, казалось, что вот-вот мы станем самыми конкурентоспособными. Но потом произошли аварии, и сразу отношение резко изменилось. Пытались проблему безопасности решить сходу, начали навешивать дополнительные системы безопасности на станции, но это, естественно, привело к их удорожанию и, можно сказать, к потере конкурентоспособности.

В связи с этими проблемами, которые я вам сейчас обрисовал, перед ядерной энергетикой стоят 5 задач, это и есть задачи для новой технологической платформы ядерной энергетики:

1. Техническая безопасность ЯЭ. Это означает для нас, что надо исключить аварии, требующие эвакуации населения. Аварии совсем исключить невозможно, но нужно, чтобы население от них не страдало. Это чисто производственные аварии. Если же происходит обратное: население вынуждены отселять и надолго эти территории консервировать, то такая энергетика крупномасштабной стать не может.

2. **Экологическая безопасность ЯТЦ**: надо научиться обращаться с долгоживущими высокоактивными отходами и решить проблему накопления облученного ядерного топлива. Сейчас оно просто копится.

3. **Политическая нейтральность ЯТЦ**. Нужна технологическая поддержка режима нераспространения. Это в значительной степени может снять ограничения, связанные с политической приемлемостью ядерной энергетики.

4. **Устойчивое топливное обеспечение ЯТЦ**. Нам нужен замкнутый ядерный топливный цикл, который обеспечит нас топливными ресурсами на тысячи лет.

5. И, конечно, если не обеспечить **конкурентоспособность**, эта энергетика никому не нужна.

Требования, которые я вам сейчас сформулировал, впервые были прописаны в «Стратегии развития атомной энергетики России в первой половине XXI века». Эту стратегию мы выпустили в 2000-м году, поэтому она называется «Стратегия-2000 г.». Это был первый документ мирового уровня, который ставил эту задачу.

Важно понимать, что это не чисто наша проблема, что не мы только одни этим озабочены, но и все мировое сообщество, которое занимается ядерной энергетикой: что замкнутый ядерный топливный цикл с быстрыми реакторами (ЗЯТЦ с БР) – это **основа крупномасштабной ядерной энергетики**.

Сегодня в мире существует два крупных проекта: Generation VI и МАГАТЭ ИНПРО. В рамках форума Generation VI вырабатываются требования к реакторам нового, четвертого

поколения. В этом форуме участвует 10 стран, включая самые крупные, – США, Франция, Китай и так далее. Важно отметить, что для совместного развития выбраны технологии с быстрыми реакторами и замкнутый ядерный топливный цикл. То есть то, что составляет, на наш взгляд, основу новой технологической платформы.

Другой крупный международный проект – это МАГАТЭ ИНПРО. Этот проект появился по инициативе России в 2000-м году. В.В. Путин его фактически анонсировал. В этом проекте тоже подтверждена важность развития технологии быстрых реакторов в замкнутом ядерном топливном цикле. Большинство стран, которые развивают ядерную энергетику, имеют свои программы в этом направлении. Надо отметить, что страны с малым парком АЭС предпочитают обычные тепловые реакторы, то есть, старую технологическую платформу, только усовершенствованную.

Но здесь все не так просто, есть ряд особенностей программ развития быстрых реакторов и замкнутого ядерного топливного цикла. Начнем с энергодефицитных стран – Китая и Индии. Они планируют масштабное развитие ядерной энергетики с достижением уровня сотни ГВт. Для представления, у нас сегодня с вами российская атомная энергетика 25 ГВт. Такой стремительный темп вызывает, естественно, особое беспокойство. Потому что если такие гигантские планы только в этих двух странах будут реализовываться на старой технологической платформе, то мы можем столкнуться с такой ситуацией, что Чернобыль и Фукусима станут обыденным ежегодным событием.

Планируется достичь этого в два этапа:

1. Ускоренное освоение и коммерциализация в период до 2030 года продемонстрированных в мире технологий БН, МОХ топлива и водной переработки ОЯТ, обеспечивающих на первом этапе умеренные темпы воспроизводства делящихся материалов (КВ=1.2) для ввода ограниченного числа АЭС с БН.

2. Разработка, демонстрация и переход в будущем в БН на металлическое топливо и сухие методы переработки ОЯТ для ускорения темпов воспроизводства делящихся материалов (КВ=1.5), необходимых для обеспечения масштабного ввода новых АЭС с БН.

3. То есть, до 2030-го года усвоение уже существующих технологий, быстрых реакторов, жидкометаллическим теплоносителем с отработанным оксидным топливом. А в дальнейшем разработка, демонстрация и переход на большие коэффициенты воспроизводства. Что такое коэффициент воспроизводства? Когда коэффициент воспроизводства больше единицы, это может быть только в быстрых реакторах, то мы сжигаем килограмм топлива, а получаем килограмм двести грамм, если КВ равен 1,2. И, соответственно, если коэффициент воспроизводства 1,5, то помимо той энергии, которая

нам нужна, мы еще дополнительно вырабатываем новое топливо.

Что происходит в энергонасыщенных странах? Здесь ситуации очень сложные, пестрые. Если брать американцев, то они предусматривают умеренный рост ядерной энергетики. Основная проблема для них – это накопленное отработавшее ядерное топливо. И у них взят курс на быстрые ректоры с КВ меньше единицы.

Франция, Япония. Здесь ситуация несколько другая. У них тоже нет необходимости в росте мощностей, и основная работа ведется в направлении будущего. Они пытаются создать такие быстрые реакторы с натриевым теплоносителем с коэффициентом воспроизводства равным единице приблизительно, чтобы после сорокового года постепенно начать заменять те реакторы, которые у них есть, на эти быстрые реакторы.

Что касается в целом ЕС, то здесь ситуация совершенно пестрая. Ведутся исследования по выжиганию долгоживущих высокоактивных отходов. Также разрабатывается быстрый реактор с тяжелым теплоносителем и быстрый реактор с газовым теплоносителем с коэффициентом воспроизводства порядка единицы. Вот такая картинка в мире в целом.

Теперь о нашей стране. Какие особенности этой программы в России? Вот три документа, которые стоит вам запомнить, если вы когда-нибудь будете интересоваться, заниматься экономикой в этой области:

- В 2000-ом году у нас вышла «Стратегия развития атомной энергетики России в первой половине XXI века»

- В 2010-ом году – федеральная целевая программа «Ядерные энерготехнологии нового поколения на период 2010- 2015 годов и на перспективу до 2020-го года»

- И позднее, в 2012-ом году, в рамках этой федеральной целевой программы было выделено проектное направление «Прорыв», о котором я сегодня вам тоже расскажу.

- Ниже перечислены документы, которые являются основанием для разработки новой технологической платформы:

- Стратегия развития атомной энергетики России в первой половине XXI века, одобрена Правительством РФ 25 мая 2000 года

- Энергетическая стратегия России на период до 2030 г., утверждена распоряжением Правительства РФ от 13 ноября 2009 г. №1715-р

- Федеральная целевая программа «Ядерные энерготехнологии нового поколения на период 2010-2015 годов и на перспективу

до 2020 года», утверждена постановлением Правительства РФ от 03 февраля 2010 г. №50

- Техническое задание на разработку и внедрение технологий ядерной энергетики естественной безопасности на основе реакторов на быстрых нейтронах и замкнутого ядерного топливного цикла (проектное направление «Прорыв»). Утверждено ГД «Росатом» Кириенко С.В. в июне 2015 г.

А на Рисунке 4.2.6 знаменитая федеральная целевая программа «Ядерные энерготехнологии нового поколения» (красным цветом) и проект «Прорыв». Программа достаточно серьезная, основательная. В мире таких программ нет, и не было тогда, когда мы ее принимали, в 2010-ом году. И сейчас нет. В этом смысле нам повезло. Здесь есть всё, но я буду останавливаться только на тех элементах, которые имеют отношение к новой технологической платформе. Документ этот известен. Если он вас интересует, вы можете с ним ознакомиться, он находится в открытом доступе.

Если мы решим те задачи, о которых я говорил (переход на ЗЯТЦ с быстрыми реакторами), тогда мы получим такую картину, как на Рисунке 4.2.7. Теперь у нас уже не 200 тонн, а 2 тонны, в отходы тоже приблизительно 2 тонны уходит. При этом, производить будет то же самое количество электроэнергии.

Рисунок 4.2.6. Проект «Прорыв»

Рисунок 4.2.7. Годовые потоки ядерных материалов в ЗЯТЦ

Теперь очень коротко пройдёмся по всем элементам новой технологической платформы.

Техническая безопасность. Цель – исключить аварии, требующие эвакуации населения. Какие мы видим пути? Нам нужно исключить аварии чернобыльского типа, реактивностные аварии (разгон на мгновенных нейтронах), исключить аварии с потерей теплоотвода, то есть аварии фукусимского типа. И, конечно, нам надо исключить пожары, взрывы на АЭС, которые могут привести к необходимости эвакуации населения.

Средства реализации цели мы выработали в рамках программы «Прорыв».

Поэтому нам нужно новое топливо, и нам нужен новый теплоноситель. Сейчас используется оксидное топливо – МОКС. Оно для реализации тех задач, которые мы поставили, полностью не годится. И теплоноситель, существующий натриевый, вы сами, наверное, в школе помните, как с натрием проводились эксперименты, достаточно активный, взрывоопасный. О средствах реализации я говорить не буду. Я думаю, для вас это будет достаточно непонятно, но тем, кому интересно, потом прочтет.

И средства, чтобы избежать пожаров. Здесь только одно: мы должны заменить все материалы, которые химически очень активны и агрессивны, на другие, на пассивные элементы. В том числе, активный натрий на пассивный свинец.

Теперь об **экологической безопасности**. Цель одна: нам нужно научиться обращаться с долгоживущими высокоактивными отходами, а это, в первую очередь, минорные актиниды. Вы, наверное, химию проходили, знаете, что это такое. И, конечно, исключение накопления облученного ядерного топлива, которое мы выгружаем из реакторов. Эта проблема очень серьезная, поэтому именно на ней и сосредоточено внимание общественности. Хотя, на самом деле, может быть, здесь проблема сильно политизирована.

Пути реализации цели понятны. Во-первых, надо отказываться хранить, как американцы хотели, облученное ядерное

топливо. На наш взгляд, это безумие. Нужно научиться так работать с радиоактивными отходами, чтобы те долгоживущие высокоактивные отходы, а их там очень мало, меньше одного процента, извлекать из облученного ядерного топлива, а с остальными 99-ю процентами обращаться, как обычно.

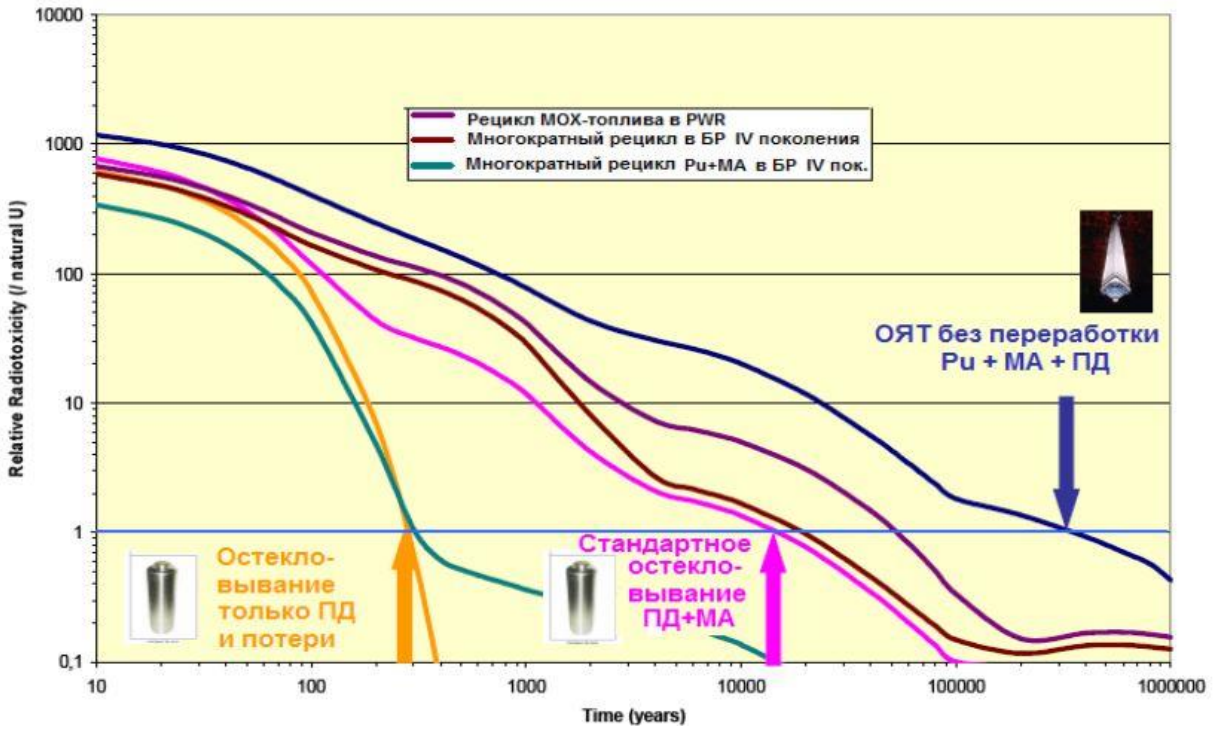
И средства реализации я вам озвучу. Конечно, облученное ядерное топливо должно перерабатываться. Если мы не будем его перерабатывать, значит, мы используем 1% топливного сырья. Добыли мы урана много, 1 процент использовали, остальное все – на свалку. Я уже вам пример приводил с дровосеком, который для отопления использует только кору. Конечно, нужно научиться минорные актиниды, которые мы извлечем из облученного ядерного топлива, перерабатывать. Потому что трансмутации – это дожигание. Мы должны их извлечь из облученного ядерного топлива и снова в энергетическом ядерном реакторе дожечь их до того состояния, чтобы они приобрели другие характеристики. И, конечно, проблема захоронения радиоактивных отходов остается. Ее тоже надо решать. Здесь я не буду останавливаться, скажу только одно, что сейчас для переработки используется водно-экстракционная методика. Она досталась нам в наследство от оружейных программ и в соответствии с этим несет на себе все сопутствующие проблемы. Проблемы связаны с тем, что при такой переработке можно выделить чистый плутоний, а он у нас записан как потенциально опасный элемент для использования террористами.

Поэтому мы ставку в своем проекте делаем на электрохимическую переработку. Здесь есть другие недостатки, но, тем не менее, те достоинства, ради которых мы и вступили на эту тропу, явно перевешивают эти недостатки.

Рисунок 4.2.8. Технологии для переработки ОЯТ БР

Если мы поставим перед собой задачу закапывать только то, что по активности равно тому, что мы выкопали, тогда нам этого захоронения придется ждать миллион лет. Естественно, такая технология никому не нужна, она нереализуема, миллион лет хранить безумное количество отходов. А вот если мы научимся дожигать минорные актиниды, то где-то 200-300 лет мы можем спокойно эти отходы хранить. Это очень большая разница. Этот подход называется **радиационно эквивалентное обращение с радиоактивными отходами**. Наверняка этот термин вам встретится.

Рисунок 4.2.9. Захоронение РАО. Переработка ОЯТ БР для рецикла невыгоревшего урана и плутония открывает возможность решения проблемы отходов в ЯЭ путём выбора оптимальных подходов к обращению с различными компонентами ДВАО



Трансмутация МА в БР:

- Рециклирование Cm в топливе нецелесообразно, Cm лучше выделить и хранить до полного распада в плутоний
- Рециклирование Np в составе ЯТ приводит к несущественному ухудшению свойств топлива и вполне допустимо
- Схема рецикла Am требует тщательной оптимизации по технико-экономическим показателям. В варианте таблеточного топлива целесообразнее гетерогенное выжигание или выжигание в специализированном быстром реакторе.

Теперь еще несколько слов о **нераспространении**. Я уже говорил, что есть риск переключения на военные террористические цели. Что для этого нужно сделать, чтобы атомная энергетика стала недоступной для этих несанкционированных целей?

Первое, что нужно исключить – наработку плутония оружейного качества. А это делается в бланкетах энергетических реакторов.

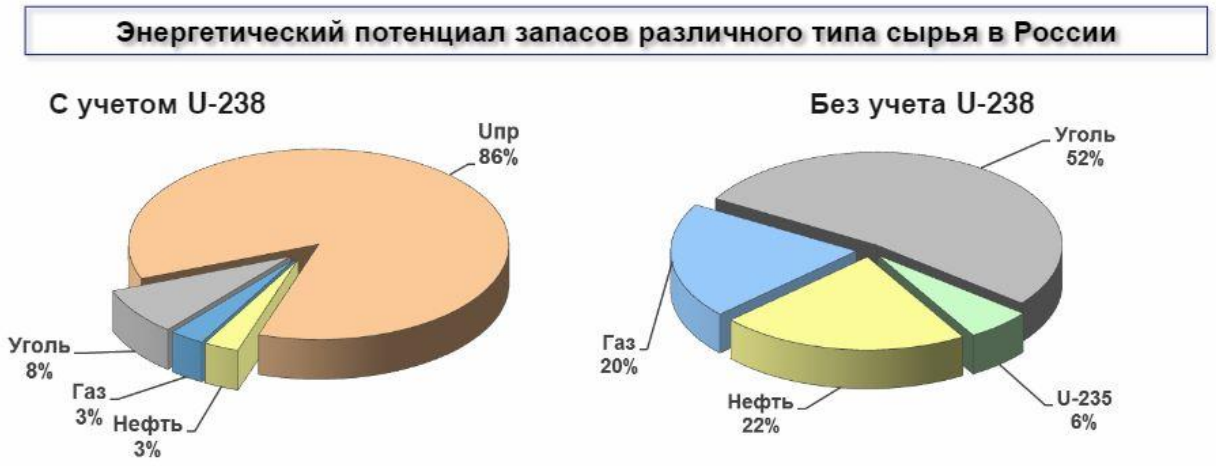
Я сразу скажу и о средствах реализации. Для этого нам нужен такой реактор, где коэффициент воспроизводства в активной зоне равен единице. Именно поэтому нам нужно не то топливо, которое сейчас используется, МОКС-топливо оксидное, а нужно плотное нитридное топливо.

Нам надо исключить наработку избыточного плутония в самой активной зоне. Это также достигается с помощью плотного ядерного топлива. Очень важно — это наиболее, пожалуй, уязвимый элемент в существующих технологиях — **исключить выделение чистого плутония при переработке**. Потому что при переработке облученного ядерного топлива теми методами, которыми сейчас располагает промышленность можно легко выделить плутоний. Да и любительские лаборатории, я думаю, тоже могут это наладить, я имею в виду террористов. Для того, чтобы исключить это, нужна такая переработка, которая не позволяла бы выделять чистый плутоний. Такая переработка есть сегодня. Она разрабатывается и находится уже в достаточно продвинутом виде.

И, наконец, **минимизировать время нахождения плутония вне реакторной установки** в процессе его обращения. Когда плутоний находится в реакторе, конечно, к нему никакого доступа нет. Там он находится в надежных руках. Тем не менее, он оттуда уходит, и нужно, чтобы он как можно меньше циркулировал вне реакторной установки, поэтому нами предлагается пристанционный ядерный топливный цикл. Однако, одними технологическими средствами проблему нераспространения не решить.

Еще раз несколько слов о сырьевой устойчивости. Нам нужны ресурсы на тысячи лет. Понятно, что для этого нужно перерабатывать облученное ядерное топливо, поэтому нам нужен реактор с коэффициентом воспроизводства больше единицы. Запомните Рисунок 4.2.10.

Рисунок 4.2.10. Энергетический потенциал запасов различного типа сырья в России



Мы сейчас живем с так, как показано на диаграмме справа. Представляете себе, наш уран-235, потенциал его, если все будем брать, и газ, и нефть, и уголь и так далее, 6%. Я уже говорил, если бы отцы-основатели думали, что мы пойдем по этому пути, наверное, они эту технологию нам не подарили бы.

А если мы будем использовать весь уран-238 (о чем они реально мечтали), а это можно сделать только в быстрых реакторах с коэффициентом воспроизводства больше единицы, тогда мы сразу забиваем нефть, газ, уголь. 86% энергии с помощью урана-238!

Конечно, **конкурентоспособность**. Здесь картина сегодня весьма тревожная. Мы, идя по старому пути, о котором я уже говорил, навешиваем все новые и новые системы безопасности, ушли в такую зону, что стали практически неконкурентоспособными. Мы видим следующие пути реализации:

- Исключение и упрощение ряда систем безопасности АЭС
- Снижение материалоёмкости при упрощении конструкции РУ
- Снижение топливной составляющей
- Снижение затрат на транспортировку

Рисунок 4.2.11. Сопоставление перечня систем безопасности РУ ВВЭР и БРЕСТ

На Рисунке 4.2.11 показано сопоставление перечней систем безопасности РУ ВВЭР и БРЕСТ. На одних только системах безопасности, используемых в быстрых реакторах, мы рассчитываем выйти вперед.

На Рисунке 4.2.12 показана сравнительная конкурентоспособность. Здесь приведена только газовая энергетика, мы не стали приводить сюда ни солнечную, ни ветровую – они пока с нами не конкурентоспособны. Задача, которая стоит перед ядерной энергетикой, если она хочет стать крупномасштабной (она должна стать крупномасштабной, либо она совсем умрет), — состоит в том, чтобы победить газовую генерацию. На Рисунке 4.2.12 показаны цифры для газовой генерации старые – первый столбик – и второй столбик для усовершенствованных газовых станций.

Рисунок 4.2.12. Сравнительная конкурентоспособность энерготехнологий

1) АЭС с РУ ВВЭР-ТОИ конкурентоспособна только при консервативных ТЭП ПГУ
2) При улучшении ТЭП ПГУ (оптимальные значения по лучшим аналогам) АЭС с ВВЭР-ТОИ теряют конкурентоспособные позиции (снижение LCOE для ПГУ может составить ~20%)
3) Установленные требования к АЭС ПЭК с БР-1200 позволяют поддержать конкурентоспособность атомной энергетики даже при оптимальных ТЭП ПГУ
(*) данные по КВЛ ВВЭР-ТОИ приняты согласно Типовому графику сооружения 2-х блочной ФЭС (Приказ ГК «Росатом» от 28.11.2016 №1164).

Мы, естественно, ориентируемся не на старые парогазовые установки, с которыми конкурентоспособности можно достигнуть и в нашей атомной энергетике, мы ориентируемся на энергетику, в которой будут использовать усовершенствованные парогазовые установки. То есть, мы видим, что задача, которая перед нами стоит, не утопическая. Мы можем достигнуть конкурентоспособности с газовой энергетикой. Сейчас пока, повторяю, этого нет.

Теперь о том, на какой базе мы собираемся новую технологическую платформу сделать. Вы же знаете, скольких

жертв, скольких усилий стоило создание ядерного оружия. Если все начинать с нуля, то, наверное, это не имеет вообще смысла. Нам с нуля, к счастью, начинать не надо, у нас очень много сделано. У нас и наука построена для быстрых реакторов, у нас и в топливном цикле большие успехи есть: мы научились перерабатывать облученное ядерное топливо. Мы сейчас разрабатываем в рамках программ «Прорыв» неводные методы переработки облученного ядерного топлива. Посмотрите на Рисунок 4.2.13.

Рисунок 4.2.13. Эволюция быстрых реакторов с Na-теплоносителем

Россия сейчас является безусловным лидером быстрых реакторов в мире. Начинали мы с той маленькой установки БР-5, потом она стала БР-10. Потом мы замахнулись, если кто помнит, на опреснительную атомную станцию, БН-350, в 1973-м году был запущен, это тоже быстрый реактор. Наконец, БН-600 – самый, наверное, знаменитый реактор. Потому что он уже 30 лет работает и дает энергию. Ни одна страна в мире не может похвалиться тем, что у нее в промышленной эксплуатации находится быстрый реактор. Французы попытались с СуперФениксом, но быстро сошли с дистанции.

Наконец, мы в 2016-ом году подключили к сети БН-800. БН – это значит быстрый натриевый реактор. Но, повторяю, это всё на натриевом-теплоносителе и с оксидным топливом. То есть, по нашим понятиям, по понятиям проекта «Прорыв», это старая технологическая платформа. Нам нужно плотное нитридное топливо и вместо натрия - свинцовый теплоноситель.

Что касается свинцовых теплоносителей, здесь тоже есть большой задел. Правда, он уже не гражданский, а военный. Физико-Энергетический институт – лидер в этой области. У нас были подводные лодки, правда, не со свинцовым, а со свинцово-висмутовым теплоносителем (схожим по характеристикам). Мы же в проекте «Прорыв» ориентируемся на свинцовый теплоноситель. Но проблемы там очень схожие, понятные, поэтому мы считаем это своим заделом.

Рисунок 4.2.14. Атомные подводные лодки (АПЛ)

И здесь мы дошли до очень впечатляющих показателей на атомных подводных лодках: последний, 705-ый заказ. Может быть, в прессе читали, проект «Альфа». Это подводная лодка, которая имела такие характеристики, что могла уходить от торпед по скорости, торпеда не могла ее догнать. В книгу Гиннеса попала эта лодка благодаря нашему теплоносителю.

Сейчас в недрах уже не госкорпорации разрабатывается проект СВБР-100 (свинец-висмут), мы отдали его в коммерцию. Пока дело идет медленно, поэтому «Росатом» решил переключиться на свинцовый теплоноситель. Если он пойдет, этот проект СВБР-100, то там тоже большие перспективы.

А теперь о «Прорыве». Вот технологические элементы новой технологической платформы ядерной энергетики.

1. В рамках проектного направления «Прорыв», который разрабатывается сейчас и является крупнейшим в мире проектом по замкнутому ядерному топливному циклу с

быстрыми реакторами, мы, во-первых, создаем **опытно-демонстрационный энергокомплекс (ОДЭК)**.

- Туда входит энергоблок с реакторной установкой БРЕСТ-ОД-300 со свинцовым теплоносителем;
- Модуль фабрикации и рефабрикации плотного топлива (МФР).
- Модуль переработки облученного ядерного топлива (МП).
- Есть и проблемы. Того, что мы хотели – пирохимию приручить – не получилось. Поэтому на первом этапе, наверное, будем пользоваться той же самой водной переработкой. Но, тем не менее, думаю, к 2030-му году пирохимия будет у нас в руках.

2. Энергоблок с РУ БН-1200

3. Помимо этого, в рамках проектного направления «Прорыв» разрабатывается промышленный энергокомплекс с реакторной установкой БН-1200 с натриевым теплоносителем. Мы считаем, что этот теплоноситель еще может здорово послужить в ядерной энергетике.

4. И промышленный комплекс с реакторной установкой БР-1200 со свинцовым теплоносителем. И там, и там предполагаем использовать плотное нитридное топливо.

Помимо «Прорыва» в рамках ФЦП мы делаем:

- Многоцелевой быстрый исследовательский реактор (МБИР)
- Модернизируем БОР-60.
- Создаем полифункциональный радиохимический комплекс (ПРК).

Рисунки 4.2.15 и 4.2.16 говорят о том, насколько мы уже продвинулись по свинцовому теплоносителю и по топливу. Много сделано. У нас есть убеждение, что нет никаких принципиальных вещей, которые мы бы здесь не решили. Покажу еще основные характеристики опытно-демонстрационного энергетического комплекса (ОДЭК). Топливо – смешанное нитридное уранплутониевое топливо (СНУП.) Все остальные показатели прописаны на Рисунке 4.2.17.

Рисунок 4.2.15. Интегральная конструкция РУ

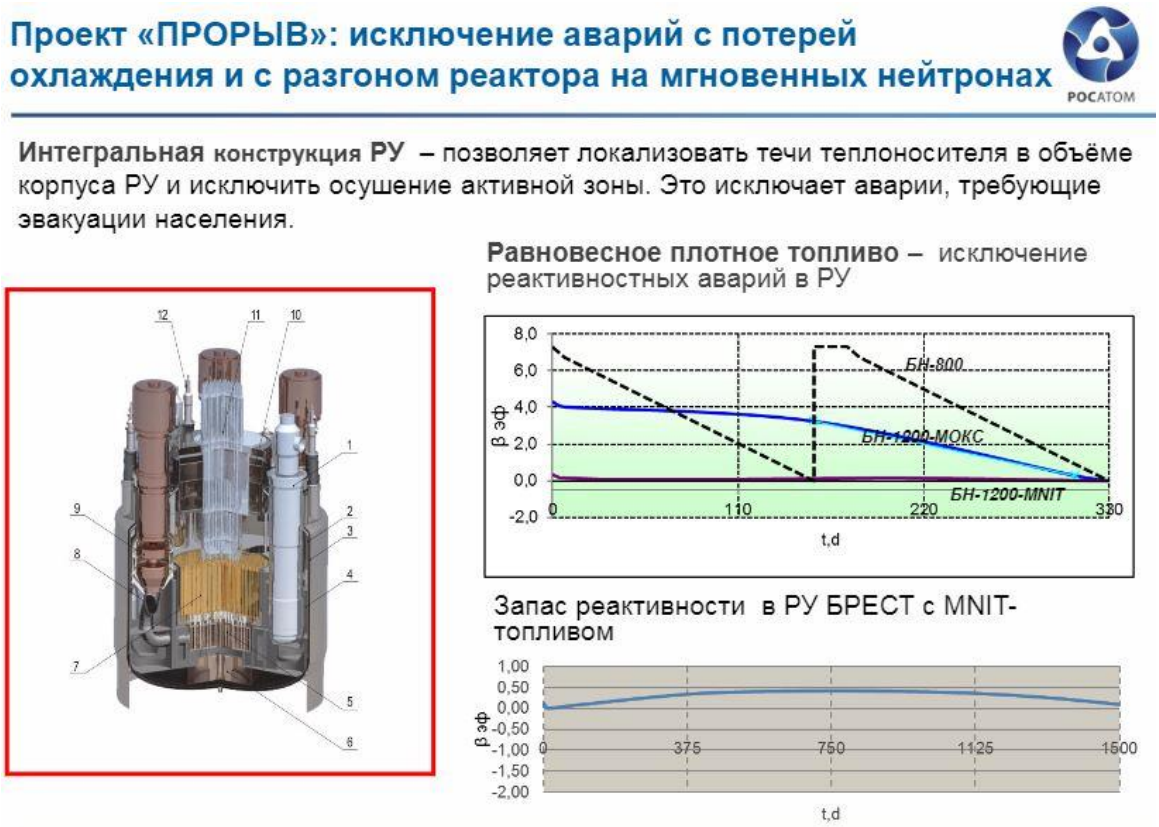


Рисунок 4.2.16. Технология свинцового теплоносителя

Рисунок 4.2.17. Текущее состояние и перспективы опытно-демонстрационного энергетического комплекса (ОДЭК)

ОДЭК. Текущее состояние и перспективы

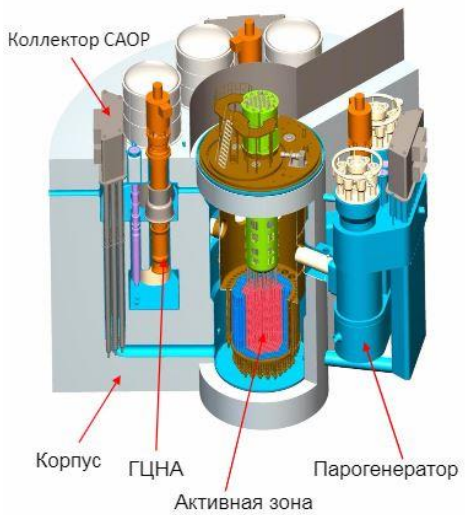
Стадия	I очередь (МФР)	II очередь (БРЕСТ)	III очередь (МП)
Изыскания	+	+	+
Проектная документация	+	+	Подлежит переработке
Заключение ГГЭ	+	+	-
Рабочая документация	Окончание 07.2016	Начало 06.2016	-
Строительно-монтажные работы	Ведутся. Окончание 10.2017	Не начаты. Окончание 20.2021	Не начаты.
Начало	производства ТВС БРЕСТ 2018 г	Физпуска 11.2022	
Ввод в опытно-промышленную эксплуатацию	06.2019		>2023 г.

В каком состоянии находятся эти объекты. Если речь идет о производстве плотного топлива, то начало производства уже в 2018-м году, то есть завтра. Что касается второй очереди, реакторная установка «БРЕСТ-ОД-300», то мы рассчитываем на пуск в 2025-м году. Это тоже достаточно скоро.

И, как я вам говорил, у нас есть нерешенные задачи с модулем переработки. Пока мы собираемся работать традиционно. А где-то за пределами 2023-2025-х годов мы можем выйти на ту самую желанную пирохимическую переработку. Характеристики реакторной установки представлены на Рисунке 4.2.18.

Рисунок 4.2.18. Характеристика реакторной установки БРЕСТ ОД-300

Основные элементы и технические характеристики РУ БРЕСТ ОД-300



Тепловая мощность, МВт	700
Количество петель	4
Теплоноситель первого контура	свинец
Максимальное (гидростатическое) давление теплоносителя в первом контуре, МПа	1,17
Средняя температура СТ на входе/выходе из активной зоны, °С	420/535
Число ТВС в активной зоне	169
Загрузка топлива, т	20,6
Электрическая мощность ЭБ, МВт	300
Средняя температура рабочего тела на входе/выходе из парогенератора, °С	340/505
Давление на выходе из парогенератора, МПа	17
Паропроизводительность, т/ч	1500
КПД, %	43

Рисунок 4.2.19. Строительство ОДЭК

Посмотрите на Рисунок 4.2.19, эта картинка не нарисованная, это фотография площадки, то, что сейчас делается на площадке сибирского химкомбината, в Томской области, город Северск. Вполне серьезные вещи. А вот и завод, который мы собираемся запустить в следующем году – см. Рисунок 4.2.20. Это завод по фабрикации плотного топлива.

Рисунок 4.2.20. Строительство МФР

Мы, конечно, понимаем, что еще много работы предстоит. На Рисунке 4.2.21 показано, какая гигантская научно-исследовательская работа предстоит. Может быть, и кто-то из вас примет участие в решении этих проблем. Программа, которую мы сейчас реализуем – ФЦП ЯЭНП, заканчивается в 2020-ом году, но мы рассчитываем, что такая программа будет продолжена и до 2030-го, а, может быть, и до 2040-го года.

Рисунок 4.2.21. Дальнейшие задачи НИОКР ПН «Прорыв»

В заключение можно сказать, что сегодня приоритетной задачей атомной отрасли является **создание новой технологической платформы**. Она позволит обеспечить масштабное развитие к концу столетия, решить вопросы в области ОЯТ и ВАО, постепенно исключить использование оружейной технологии, расширить экспорт.

Вы уже слышали лекции о солнечной энергетике и газовой отрасли: сама Россия сегодня может спокойно обойтись тем, что есть. Но я думаю, что наша новая технологическая платформа в России будет востребована. Хоть я и должен быть здесь защитником, но, вероятно в крупном масштабе это будет только в следующем веке. Но если к этому времени, а китайцы и индусы не будут ждать следующего века, стартуют со старой технологической платформой, то это беда. Чернобыль и Фукусима могут стать просто бытовой реальностью. Нам этого допустить нельзя, поэтому мы рассчитываем, что экспорт наших технологий в эти страны будет оправданием для нас того, что мы с вами делаем. Спасибо. ●

Системы хранения электроэнергии

Хохлов Алексей Александрович
Руководитель направления «Электроэнергетика»,
Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО

Как вы считаете, зачем нужно хранить электроэнергию? Понятно, что это очень специфичный товар, продукт, который, считалось раньше, хранить нельзя, а, может, и не нужно. В этом смысле меня даже больше волнует не инженерный вопрос, как это сделать лучше, эффективнее, дешевле, а зачастую звучит вопрос «зачем это делать?». Как вы считаете, зачем это нужно делать? Чтобы было, что хранить или чем хранить?

Судя по ответам из зала, когда нужно потреблять, а не когда можно производить. А ценность в чем? Резервная мощность – это понятно, надежность. Спасибо.

Ещё для чего?

Кому-нибудь продать. Сглаживание нагрузки от ВИЭ. Строить меньше сетей. Улавливать потери или их как-то сокращать? Сократить потери – понятно, улавливать потери – мне кажется, это немного инновационно. Да, нужны батарейки не только для айфонов, но и для машин.

Я дополню или интерпретирую ваши ответы. Это история с теми же самыми ВИЭ, о которых мы слышали. Важно помочь человечеству сгенерировать и потом эффективно использовать побольше этого вида ресурса, потому что он кому-то нужен. У меня тоже есть мнение по поводу тех факторов, которые движут трансформацией энергосистем.

Климатическая повестка, конечно, в этом смысле очень многое определяет. Мне кажется, вы сейчас более-менее попали в пять групп, в пять более упрощенных ответов. Мы сейчас посмотрим на более системные, более сложные формулировки того, какие преимущества или услуги может предложить различным стейкхолдерам система хранения энергии.

Рисунок 4.3.1. Накопители – один из ключевых факторов успеха новой энергетики

Хранить надо, чтобы производить и потреблять электроэнергию в разное время – и в результате:

1) **интегрировать ВИЭ и распределенные источники энергии** (DER) в сеть – имеется в виду, прежде всего, по причинам волатильности и прерывистости нагрузки.

2) **строить меньше генерации и сетей**. Это серьезный аргумент, сложно просчитываемый и доказуемый, но, тем не менее, это cost avoidance, стремление избежать затрат. Были примеры в том же самом Нью-Йорке. Например, мы понимаем, что мы достигли каких-то пиковых значений потребления существующих мощностей или сетей, но расшитие – это, естественно, модернизация, строительство новых мощностей. Этого можно избежать, в том числе, путем снижения пиковых нагрузок, конечно, это имеет потенциально экономический смысл. Надо сравнивать экономику в деталях.

3) **зарабатывать на арбитраже** – это купить, сгенерировать подешевле, а потребить - когда она стоит дороже. Это пиковая история. В основном в течение дня, если про электроэнергию говорить. Мы про тепло не говорим совсем и не будем, но там истории есть и с более длинными периодами.

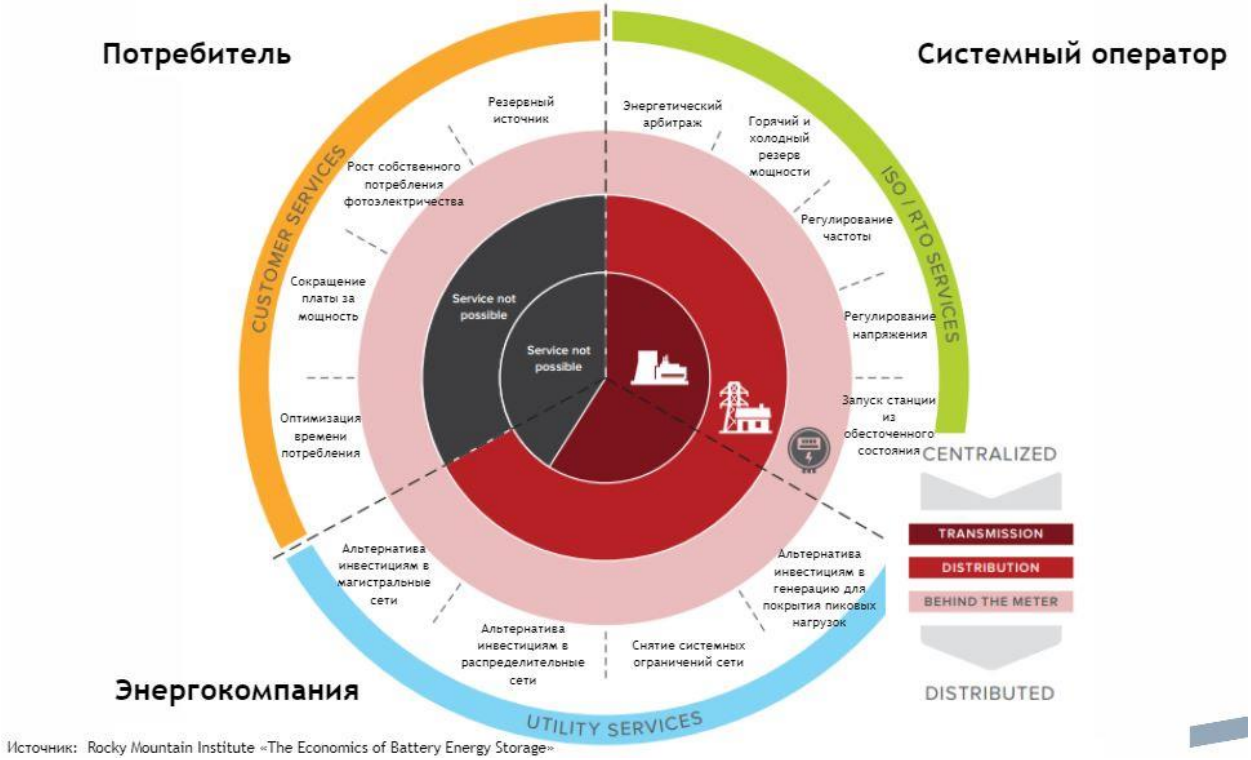
4) **повышать качество продукта** электроэнергии. Это системные услуги. Тоже сейчас на них посмотрим.

5) **увеличивать надежность снабжения**.

По-разному представляют и по-разному классифицируют конкретные составы преимуществ и услуг, которые можно получить от использования накопителей. Это бурно развивающаяся сера деятельности как в части методологии, так и в части исследований, потому что этого еще до конца делать не научились, только начинают формулировать какие-то общие подходы.

Rocky Mountain Institute предложил схему, показанную на Рисунке 4.3.2. Мне она показалась интересной. Посмотрите на мелкий текст, мы сейчас по нему пройдемся.

Рисунок 4.3.2. 13 типов услуг, которые накопители оказывают трем группам стейкхолдеров



Источник: Rocky Mountain Institute «The Economics of Battery Energy Storage»

Во-первых, кому это нужно, кому это может быть полезно. Здесь выделено три типа стейкхолдеров. Во-первых, это потребитель. Во-вторых, системный оператор (или другие организации, которые осуществляют подобную деятельность - в США состав этих организаций чуть более многообразен). И, в-третьих, это utility - энергокомпании, которые генерируют и/или передают электроэнергию. Это три сегмента желтые (или скорее оранжевый), зеленый и синий.

Где все происходит – тоже содержательный тезис – где, в каком элементе энергосистемы накопители могут потенциально дать большее количество пользы? Это концентрические круги. Начинаем от магистральных сетей, средний круг менее насыщенный - распредсети, третий круг - behind the meter (на стороне потребителя). Видно, что состав оказываемых услуг или преимуществ накопителей различается для этих сегментов – и это стало одним из выводов данного исследования.

Поговорим о системном операторе. Вы знаете, что в США регулирование электроэнергетики очень разнообразное. Есть либерализованные энергосистемы, есть регулируемые. Но энергетический арбитраж попал в зону системного оператора. Резервирование мощности, когда мы говорили о качестве продукта, это, прежде всего, системные услуги по регулированию частоты и напряжения. Вчера у Тазина, рассказывавшего про генерирующие различные установки, упоминался блэк старт— это запуск станций

из обесточенного полностью состояния, холодный пуск, наверное, можно перевести. Это тоже одна из услуг или преимуществ, получаемых с помощью накопителя, который можно реализовать на системном уровне.

Со стороны энергокомпании это, прежде всего, либо полностью отказ, либо сдвиг по времени инвестиций в инфраструктуру разного рода (генерация, сети и снятие, расшивка тех самых узких мест). Тоже можно провести параллель с лекцией Баркина, когда он показывал, как смотрится физика процесса и ограничения сетей при расчете режимов рынков. Можно расшивать потенциально эти узкие места с помощью накопителей.

На стороне потребителя. Самая банальная история, которая, наверное, у многих из нас есть дома, это резервный источник питания. Многие начинают приобретать подобные установки для того, чтобы собственный дом запитать на случай отключения. Не обязательно только какая-то бытовая аппаратура. Более мощная система уже присутствует на рынке.

Фотоэлектричество. Прежде всего, мы коснемся этой комбинации: solar плюс storage. То, что происходит в США. Очень сильный дуэт. Это к тезису о том, что с помощью накопителя можно больше производить и потреблять, не передавая по сетям, непосредственно у себя. Прежде всего, это касается фотовольтаики в индивидуальном использовании. В результате - сокращение платы за мощность. Это касается, прежде всего, Штатов, поэтому не совсем ложится на тот рассказ о рынке, который был у Олега Баркина, но, тем не менее, при достижении определенных объемов там возникает дополнительная стоимость. Такая же логика для того, чтобы другие механизмы резервировали дополнительную мощность. Со стороны потребителей этого можно избежать, полагаясь не на внешнюю мощность, а на собственную накопительную батарею внутри.

И оптимизация времени потребления. Тоже об этом много говорилось. Есть ограничения какие-то системные по мощности. Мы видим, что наш профиль нагрузки их превышает. Задействовав накопитель, мы укладываемся в лимит, либо не выползаем на какие-то более высокие тарифы, если это потребители. Или если это компания, то не нужно тратить деньги на постройку новых подстанций или мощностей.

Рисунок 4.3.3. Изменение профиля нагрузки с помощью накопителей

На Рисунке 4.3.4 этот состав приведен. Здесь также и к теплу есть адресация. Такая большая, сложная таблица. Здесь главное даже не в деталях, описанных в таблице, а в том, что, когда мы рассуждали про солнечную энергетику, то вопрос о том, что хорошо-плохо, дорого-дешево во многом уже натренированный «it depends», я не помню, какая русская формулировка здесь привлекла спикера. Здесь не только «it depends» с точки зрения места расположения этого накопителя в сети, мы об этом еще поговорим. Это тоже важно. И еще более важно, чем для солнечной генерации.

Это вопрос: а для чего он вам нужен? Потому что в зависимости от того, в каких целях вы собираетесь использовать этот накопитель, к нему будут совершенно разные технические требования выдвигаться, как по мощности, по емкости, так и по длительности разряда, количеству циклов, времени отклика. Важно посмотреть на состав технических параметров и увидеть, что разброс может быть в разы. Если мы говорим про мощность, это понятно, наверное. Генерация тоже бывает совершенно разных мощностей. Но если мы говорим, например, про длительность разряда или число циклов, это от минут до часов или даже, если мы говорим про тепло, сезонное хранение, это месяцы, недели.

Рисунок 4.3.4. Характеристики систем хранения энергии в зависимости от сферы применения

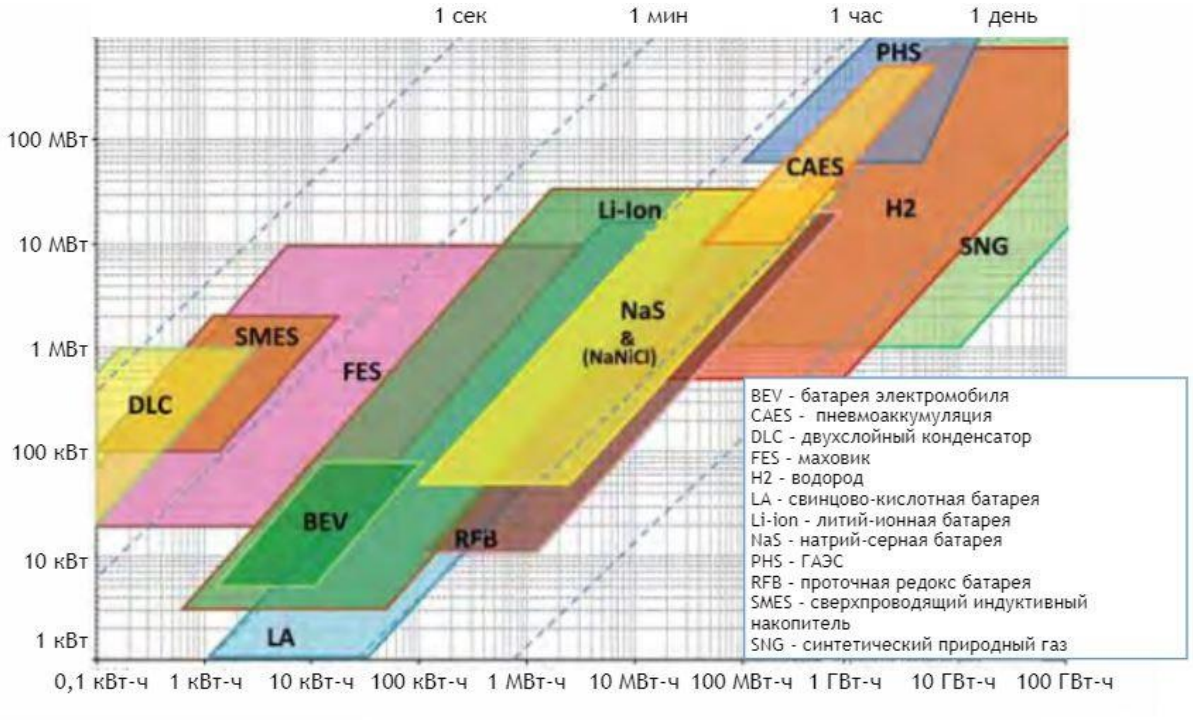
Применение	Носитель	Мощность (МВт)	Длительность разряда	Число циклов (в год)	Время отклика
Сезонное хранение	Э, Т	500 - 2 000	неск. дней - неск. месяцев	1 - 5 в год	сутки
Арбитраж между тарифами	Э	100 - 2 000	8 - 24 ч	0.25 - 1 в день	> часа
Регулирование частоты	Э	1 - 2 000	1-15 мин	20 - 40 в день	1 мин
Следование за нагрузкой	Э, Т	1 - 2 000	15 мин - 1 день	1 - 29 в день	< 15 мин
Регулирование напряжения	Э	1 - 40	1 сек - 1 мин	10 - 100 в день	доли секунды
Холодный пуск	Э	0.1 - 400	1 - 4 ч	менее 1 в год	< часа
Снятие системных ограничений сети	Э, Т	10 - 500	2 - 4 ч	0.14 - 1.25 в день	> часа
Альтернатива модернизации сетевого оборудования	Э, Т	1 - 500	2 - 5 ч	0.75 - 1.25 в день	> часа
Сглаживание пикового потребления	Э, Т	0.001 - 1	неск. минут - неск. часов	1 - 29 в день	< 15 мин
Энергоснабжение изолированных потребителей	Э, Т	0.001 - 0.01	3 - 5 ч	0.75 - 1.5 в день	< часа
Интеграция источников с непостоянной выдачей энергии	Э, Т	1 - 400	1 мин - неск. часов	0.5 - 2 в день	< 15 мин
Использование вторичных источников тепла	Т	1 - 10	1 ч - 1 день	1 - 20 в день	<10 мин
Когенерация электроэнергии и тепла	Т	1 - 5	неск. минут - неск. часов	1 - 10 в день	< 15 мин
Горячий («вращающийся») резерв мощности	Э	10 - 2000	15 мин - 2 ч	0.5 - 2 в день	< 15 мин
Холодный резерв мощности	Э	10 - 2000	15 мин - 2 ч	0.5 - 2 в день	< 15 мин

Источник: МЭА (Energy Storage Technology Roadmap 2014)

Э - электричество, Т - тепло

6

Рисунок 4.3.5. Сравнение различных типов накопителей (мощность, емкость и время разряда)



Источник: Fraunhofer ISE

Это значит, что священного Грааля нет и быть не может. В том смысле, что для каждой ситуации он будет какой-то свой. Мы видим, что сейчас динамика такая, что однозначного ответа на этот вопрос, что же это будет, нет. Это гонка. Может быть, на Рисунке 4.3.5 немного сложная диаграмма, но она пытается как раз совместить эти три разных измерения – это мощность, емкость и время разряда, на плоскости. То есть, по сути, трехмерная

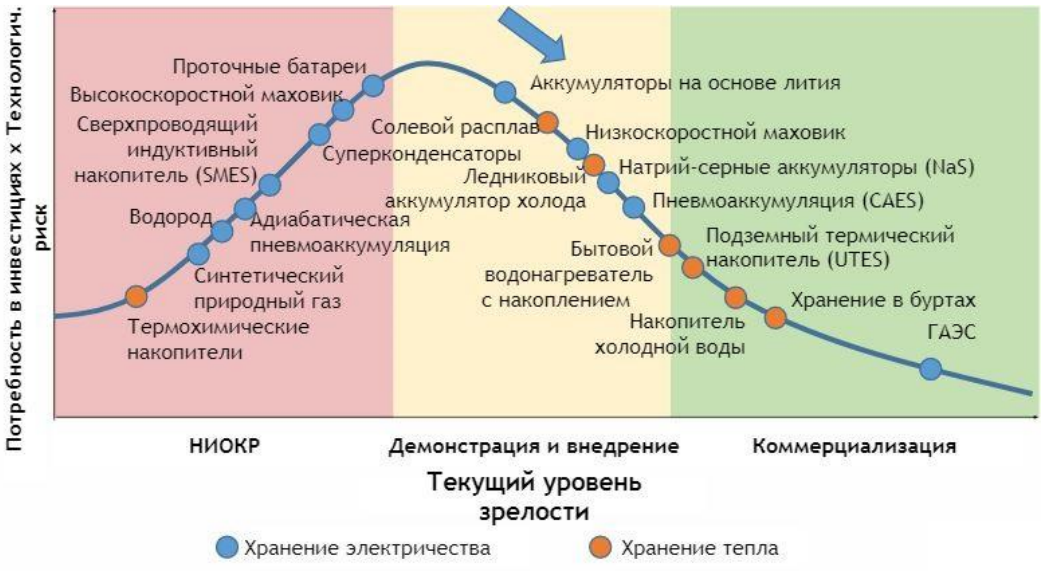
диаграмма. Две оси – понятно, а третья – из-за линий, которые диагонально идут, которые как раз говорят о времени разряда.

Это определяет, с одной стороны, способ применения накопителей, а, с другой стороны, здесь показано пространство разных технологий, которые удовлетворяют соответствующим требованиям. В середине располагается литий-ионная технология, о которой мы будем говорить позднее. Она в этом смысле довольно универсальна. И мы увидим, что активное проникновение и рост этой технологии идет и в автомобильной промышленности, технология вышла за ее пределы в энергетику.

С другой стороны, если мы говорим о том, что нам нужны с точки зрения мощности уже сотни МВт, с точки зрения емкости десятки и сотни МВт или даже тысячи МВт в час, то это тоже совершенно определенные вещи. Например, PHs – это тот самый унитаз, как выразился предыдущий оратор, ГАЭС останутся в памяти. Это гидроаккумулирующие станции, которые способны удовлетворить потребности.

Еще один тезис, который хотелось бы зафиксировать, это то, как быстро все в этой сфере меняется. Наверное, даже быстрее, чем в солнечной или в ветровой генерации. На Рисунке 4.3.6 показана картинка из отчета МЭА 2014-го года, это различные технологии хранения с точки зрения их зрелости по коммерциализации на жизненном цикле. От НИОКРа до использования. Здесь показаны и тепло, и электричество. Мы сейчас находимся в 2017-м году и на многие вещи мы следует смотреть уже как на коммерчески реализуемые в промышленном масштабе. Проточные батареи, например, были показаны еще в НИОКРе. А сейчас мы видим, что самая крупная система энергохранения сооружается в Китае именно на базе проточных технологий. То есть, это очень быстро. Многие из этих шариков очень быстро пробегают по этой линии и скатываются вниз в коммерциализацию и внедрение.

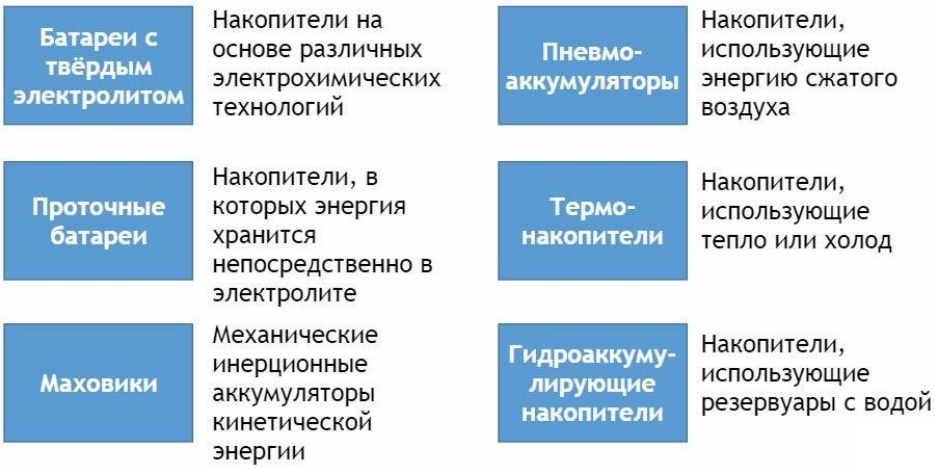
Рисунок 4.3.6. Уровни зрелости технологий хранения энергии



Источник: МЭА (Energy Storage Technology Roadmap 2014)

Много разных систем можно увидеть и в части классификации технологий. Например, как на Рисунке 4.3.7. Во-первых – это, наверное, наиболее понятная и знакомая нам батарея с твердым электролитом, свинец, литион. Проточные посмотрим чуть подробнее позже. Маховики. Тоже древняя история, которая использует кинетическую энергию. Тоже будет слайд на эту тему. Пневмоаккумуляторы – это крупные, как правило, системы, которые используют хранилище, какие-то подземные резервуары для закачки туда сжатого воздуха, когда нужна энергия для ее использования, для ее воспроизводства. Термонакопители: тепло, холод. И ГАЭС, с которых и начнем. Визуально, наверное, напоминает унитаз. Но, тем не менее, смех-смехом, а если ставить вопрос более четко, то мы сейчас увидим, что это 99% установленной мощности, которая в настоящий момент в мире используется из всего семейства пространства технологий, о которых мы сейчас говорили.

Рисунок 4.3.7. Технологии накопления энергии



Возвращаясь к «веришь-не веришь» и по отношению к этой революции и роли в ней накопителей, есть такое предельное мнение, что есть только один тип хранения энергии. Этот объект на территории России – Загорская ГАЭС, и не надо придумывать ничего другого, чтобы потратить государственные или частные деньги. В этом смысле это старые проверенные технологии. Причем, покрывает достаточно большой объем установленной мощности в разных странах. У нас одна такая большая штука. На Кубани есть еще какой-то объект, но это самый, наверное, показательный. Первая очередь действует, вторая сооружается.

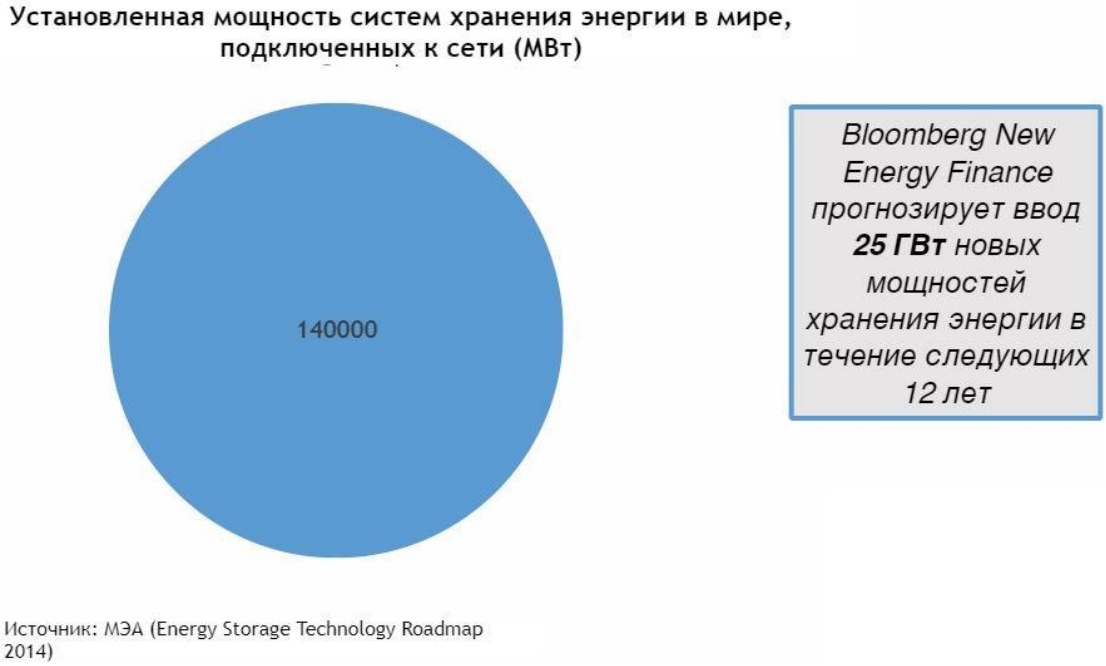
Рисунок 4.3.8. Гидроаккумулирующие станции

- Первые ГАЭС - конец XIX века
- КПД современных ГАЭС составляет 70-75%
- Высокая маневренность
- Работает как гидроэлектростанция
- При затоплении территории - вред окружающей среде и ущерб экономике
- Соотнесение мощностей ГАЭС и генерации: США ~2%, Европа ~5%, Япония ~10%

- Загорская ГАЭС - единственная крупная в России подобная станция
- Расположена в Московской области, действующая первая очередь 1200 МВт, сооружается 2-я очередь 840 МВт
- Выработка и продажа электроэнергии на оптовом рынке в период пиковых нагрузок

С 2014-го года, не-ГАЭСовский сегмент вырос за последние два года. Но, тем не менее, факт остается фактом, и тезис от этого не меняется, то есть **доминирующая доля технологии хранения**, представленная на рынке в настоящий момент, именно на энергетическом, и это гидроаккумуляция. Там видим, литий-ион подрастает, сейчас тоже посмотрим динамику. Но интересно даже не это, а будущее. Здесь тезис из Bloomberg New Energy Finance — планируется, что 25 ГВт прирастет за следующие 12 лет. С точки зрения темпов роста это, конечно, тоже беспрецедентная история.

Рисунок 4.3.9. Установленная мощность систем хранения энергии, подключенных к сети



На Рисунке 4.3.10 – как это видится в США. Через 6-7 лет предполагается десятикратный рост установленной мощности накопителей до 2,5 ГВт. Мы видим, что электроэнергетические компании доминируют, но все игроки присутствую: тут и домохозяйства, и коммерческие пользователи.

Рисунок 4.3.10. Ожидается, что объем ввода в эксплуатацию накопителей энергии в США в 2022 году достигнет 2.6 ГВт.

**Примечание: E – Прогноз*

Источник: GTM Research/ESA (2017)

На Рисунке 4.3.11 показана поквартальная динамика новых вводов накопительных мощностей в Штатах в период с 2013 по 2016-й годы. Но это не абсолютные величины, это пропорции. В США доминирует литий-ионная технология. Это видно на картинке. Она занимает на рынке 95%.

Рисунок 4.3.11. Литий-ионная технология продолжает доминировать в США с ~95% долей рынка.

Примечание: Q –Квартал года.

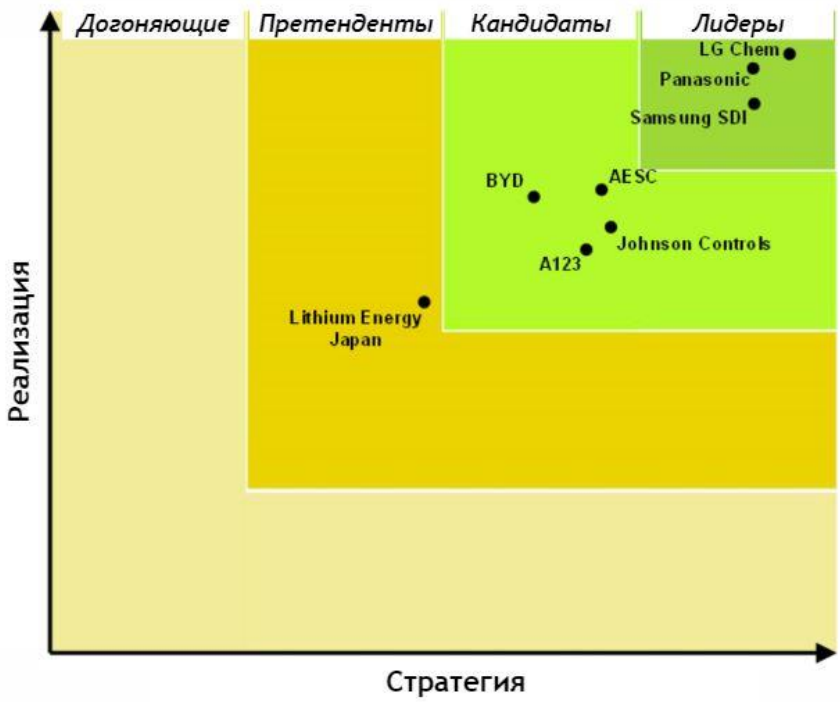
Источник: GTM Research/ESA (2017)

Давайте здесь я задам вопрос. Казалось бы, батарейки – не самая интересная история. Но, тем не менее, здесь уже звучало имя одного известного деятеля. Какие три вещи Илон Маск пропагандирует в качестве наиболее интересных, волнующих и вдохновляющих целей будущего?

Понятно, что система хранения – батарейки – это одно из этих направлений. А еще два какие?

Марс и Hyperloop, Тесла и батарейки. Очень достойная компания.

Рисунок 4.3.12. Рейтинг производителей литий-ионных батарей для транспорта

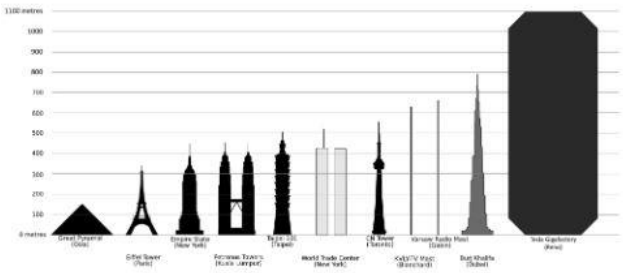


Источник: Navigant Research

В литий-ионных технологиях пока доминируют корейцы и японцы. Это LG, Панасоник, Самсунг – см. Рисунок 4.3.12, где показан рейтинг производителей с точки зрения лидерства. С Panasonic Маск и строит сотрудничество по своему производству - гигафабрики Тесла. Прежде всего, речь идет о производстве батареек для всего того парка электромобилей, которые компания предполагает построить. Но интересно, что уже сейчас эта история с электромобилями **начинает определять динамику этого рынка не только с точки зр**ения самой структуры потребления и пользовательского поведения, о которых сегодня говорили, но и с точки зрения конфигурации рынка.

Потому что по мере того, как вводятся эти гигамощности, не происходит развитие рынка электромобилей с той же скоростью. Плюс существует большая конкуренция. Избыточная мощность, конечно же, выплескивается на энергетический рынок и очень **сильно давит на цену**. Многие коммерческие параметры не раскрываются, но это демпинговая история, не только технологически, но и рыночно обусловленная. И здесь энергетикам автопром в лице Теслы сильно помогает.

Рисунок 4.3.13. Гигафабрика Тесла



- Гигафабрика Тесла 1 - это завод по производству литий-ионных аккумуляторов, сооружаемый компанией Tesla в штате Невада, США
- Производство ячеек уже началось в 2017 году, выход на полную проектную мощность планируется к 2020 году
- Мощность завода составит 35 гВт-ч в год (в части ячеек) и 50 гВт-ч в год (в части батарей) - это больше, чем выпускалось во всем мире в 2013 году
- Тесла сможет оснащать этим объемом 500 000 автомобилей в год
- Стоимость завода оценивается в 5 миллиардов долларов США
- Проект реализуется в сотрудничестве с компанией Panasonic
- Аналогичные производства компания планирует построить и в Европе

Источник: Tesla, Cleantechnica

Это большая штука в Неваде уже начала выпускать сборки накопителей. К 2020-му году проектную мощность 500 автомобилей в год можно будет оснастить 35 ГВт-ч – это ячейки, и в части самих сборок 50 ГВт-ч. Это больше, чем выпускалось во всем мире в 2013-ом году. Это характеризует скорости изменений, которые происходят на рынке. Физически эта штука стоит посреди пустыни, строится. Но большой вопрос, насколько это будет экономически целесообразно и оправдано.

И там не обошлось без хайпа. Наверное, вы следили за новостями. Случился энергетический кризис и погодная нестабильность в Австралии, начались блэкауты, и Илон Маск спешит на помощь австралийским друзьям. В Твиттере в марте он сделал коммерческое предложение Австралии, как решить их энергетическую проблему, построив большую систему хранения энергии. Это уже, если не легендой, то мемом точно стало: я систему мощностью 100 МВт, ёмкостью 129 МВт-ч построю всего за 100 дней, или в противном случае предоставлю вам её бесплатно. И буквально меньше месяца назад, 7 июля, власти Австралии приняли положительное решение: да, Илон, мы тебе верим, помоги нам, пожалуйста, в этой сложной ситуации.

Рисунок 4.3.14. Tesla – Австралия следует за Калифорнией

Источник: theguardian.com

- Власти штата Южная Австралия выбрали американского автопроизводителя Tesla для создания системы хранения энергии выходной мощностью 100 МВт и емкостью 129 МВт-ч
- Проект реализуется Tesla в партнерстве с французской компанией Neoen (владеет ветровой станцией Хорнсдейл мощностью 315 МВт и обеспечивает э-э 180 тысяч домохозяйств, в паре с которой будет работать накопитель)
- Маск подтвердил свое обещание (данное в марте в Твиттере) о том, что станция будет сооружена за 100 дней с момента подписания контракта, или будет бесплатной
- Проект должен повысить надежность энергоснабжения путем снижения волатильности выработки ветропарка
- Самый большой литий-ионный проект, в 3 раза больше предыдущего рекорда Tesla - 30 января компания запустила проект в Калифорнии (завершен за 90 дней) мощностью 20 МВт, емкостью 80 МВт-ч и длительностью разряда 4 часа (достаточно для 15 тысяч домов или 1000 машин Тесла)

На самом деле вызов серьезный, потому что это не первый проект компании в этой зоне. В январе 2017 года, была введена система хранения энергии в Калифорнии, причем, проект был сделан менее чем за 90 дней. Но она была в три раза меньше. Это опять же пиар, Илон говорит, что это будет самая крупная система хранения энергии в мире, когда она будет построена к концу года. И это на самом деле так, наверное, на тот момент. Прежде всего, в литий-ионной технологии, потому что в Китае строят еще более серьезную по размеру штуку.

Для чего это делается? Для того, чтобы как раз стабилизировать, в том числе, работу в сети большого ветропарка. Это штат Южная Австралия. 315 МВт, процентов 30 в энергобалансе он уже в этом штате имеет.

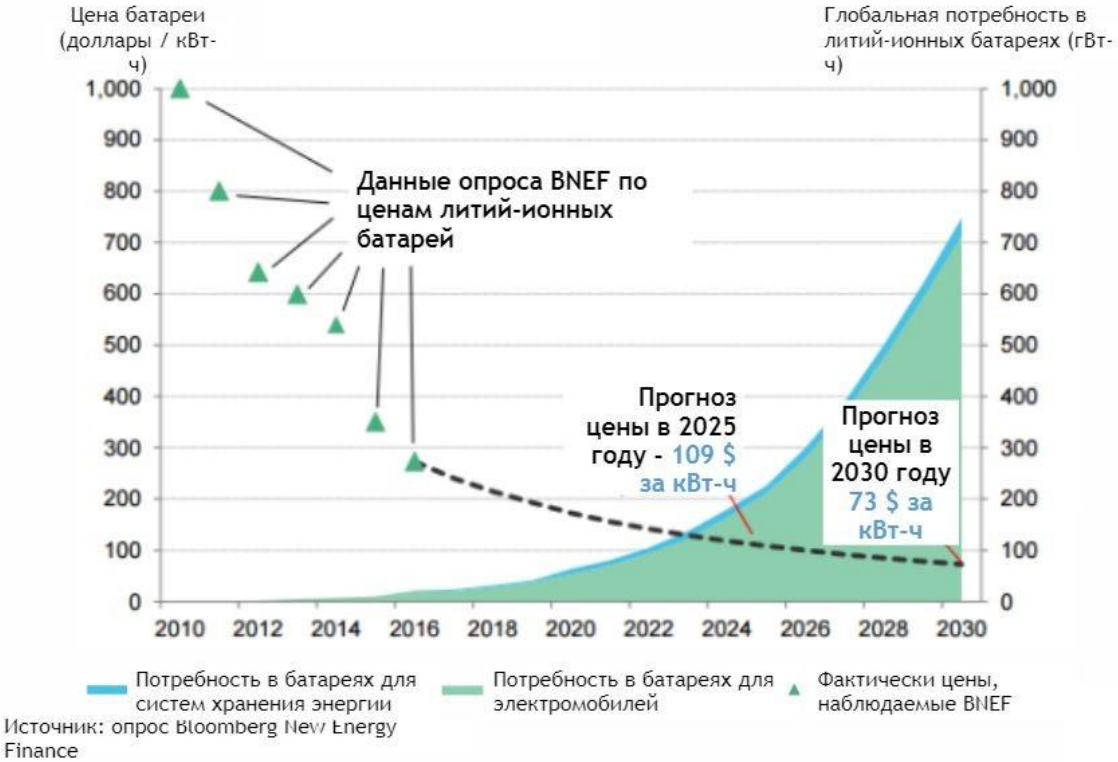
Я говорил про давление на цены, про динамику по ценам в цифрах, что происходит с литий-ионной технологией. Посмотрите на Рисунки 4.3.15 и 4.3.16. Еще совсем недавно мы наблюдали 1000 долларов за киловатт-час, сейчас это уже 273, и, что интересно, левая часть и продолжение пунктирной линии – это стоимость киловатт-часа, единица хранения. А справа – это прогноз с учетом того тренда, который наблюдается. Зеленые точки – это фактические значения на уровне тех самых 200 с плюсом долларов. А справа мы видим тот самый парк электромобилей, который должен быть достигнут. И маленькую голубую линию, которая представляет энергосистему в этой истории.

Этот процесс будет оказывать на рынок очень сильное, доминирующее влияние, по крайней мере, в литий-ионной технологии. И прогноз – 73 доллара за киловатт-час к 2030-му году. В этом смысле знаковое число. Знаковое число – 100 долларов.

Рисунок 4.3.15. Стоимость литий-ионных батарей стремительно падает…

Источник: опрос Bloomberg New Energy Finance

Рисунок 4.3.16. … и по большинству прогнозов скоро преодолеет порог в 100 долларов за кВт-ч



В частности, другая технология, другая компания уже начала прием фактических заявок ниже 100 долларов за киловатт-час – см. Рисунок 4.3.17. Но это с поставкой в 2022-ом году по 95 долларов. Сейчас можно купить по 160. Это тоже запредельно низкие цены. При 95 долларах, например, расчетная цена будет 5-6 центов за кВт-час в части хранения, причем, это уже коммерчески работающая штука.

Рисунок 4.3.17. В апреле 2017 года впервые начался прием заявок по цене ниже 100 долларов за кВт-ч

Системы Eos Aurora 1 | 4 МВт-ч:
- Мощность - 1 МВт
- Энергоемкость - 4 МВт-ч
- Напряжение - 528-960 мин/макс В dc
- Время отклика - милисекунда

- Компания EOS, производящая системы хранения энергии постоянного тока Aurora, в апреле объявила о старте приема заказов с датой поставки в 2017 году по цене 160 долларов за кВт-ч, а в 2022 году - 95 долларов за кВт-ч
- Это первая компания, принимающая заказы на поставку интегрированной системы хранения энергии (включая аккумуляторные модули, систему управления накопителями и оболочку для размещения за пределами здания) ниже отметки в 100 долларов за кВт-ч
- По словам председателя совета директоров компании, данный уровень цены транслируется в диапазон LCOE 50-60 долларов за мВт-ч в части хранения
- Система состоит из цинковых гибридных катодных батарей собственной разработки под маркой Znyth
- Батарея имеет прогнозный срок жизни 15 лет и рассчитана на 5 тысяч циклов

Источник: EOS, businesswire.com

Рисунок 4.3.18. Компания NGK Insulators

Источник: данные компании NGK Insulators

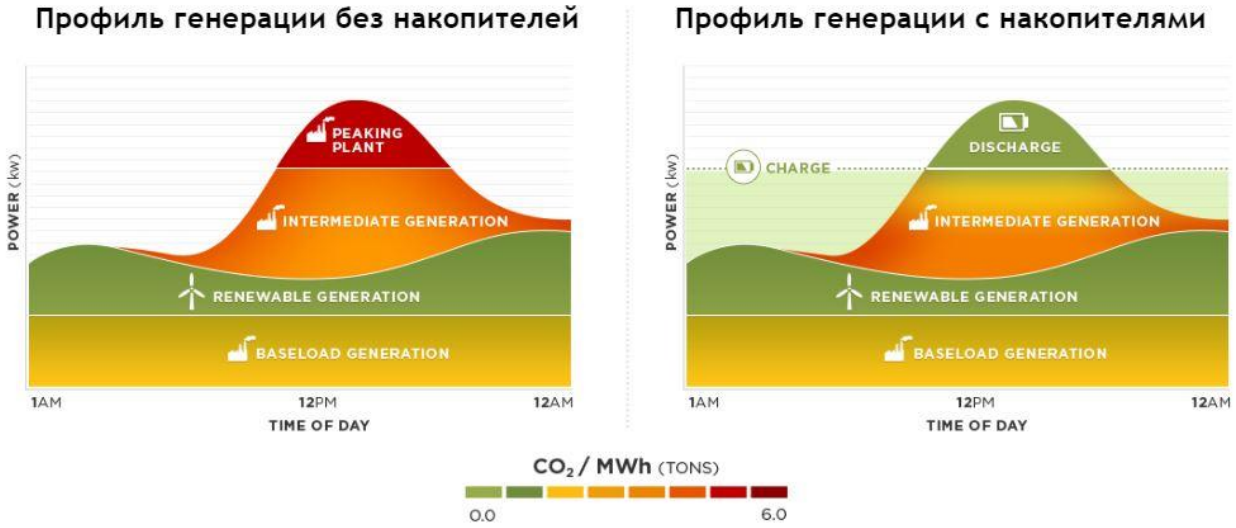
Можно с топливным элементом сравнить. Электролиты в двух баках прокачиваются насосами и создают электричество –

см. Рисунок 4.3.19. Хорошая вещь с точки зрения возможности масштабирования этой системы. Ванадиевая технология преобладает: ванадиевые окислительно-восстановительные, или их еще называют редокс-батареи. Именно на этой технологии в северном Китае сейчас строится двухсотмегаваттная установка емкостью 800 МВт-час.

Рисунок 4.3.19. Проточные накопители

Solar плюс storage – если перенестись в Калифорнию, о чем говорил предыдущий оратор, – благодаря им совпадает несколько трендов.

Рисунок 4.3.20. Влияние использования накопителей на выбросы CO2



Источник: EOS Energy Storage

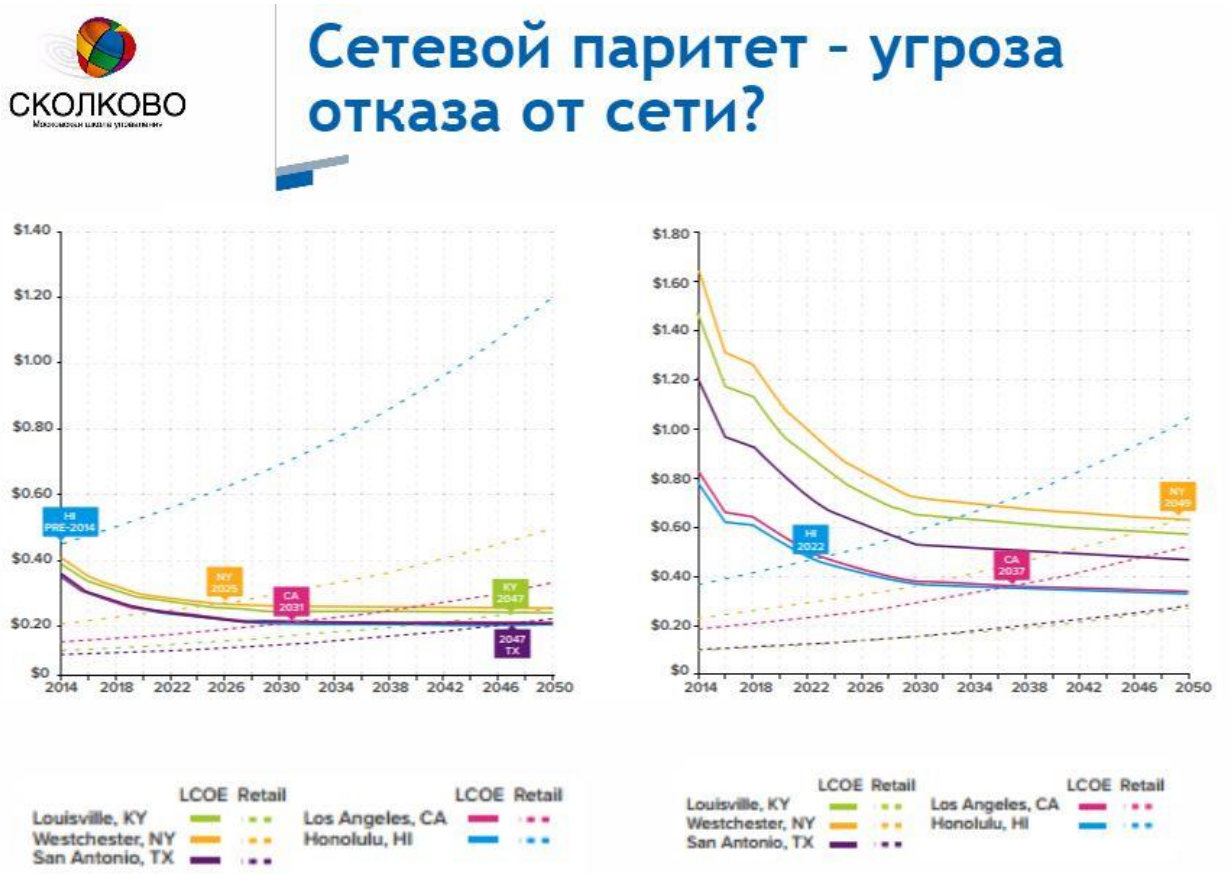
С одной стороны, все-таки климатическая повестка и стремление населения и государственных органов в определенных странах развивать возобновляемые источники, «зеленую» энергетику во многом регулятивно толкают этот процесс вперед. В частности, речь идет уже о том, чтобы в Аризоне установить обязательный объем не только в целом в энергобалансе, а, например, в пиковых нагрузках, чтобы минимум 30% было сгенерировано непосредственно или использовалась система хранения потом в «зеленой» возобновляемой энергетике. Это стимулирует компании реализовывать, в том числе, и такие проекты. Буквально на днях TEP – электроэнергетическая компания этого штата, подписала PPA с ценой 4,5 цента за кВт-час. Это комбинированная система: солнечная электростанция + система хранения. 100 МВт сама фотоэлектрическая станция и 30 МВт / 120 МВт-час система хранения. Здесь начинается проектирование, выбор поставщика системы хранения. И на этой волне появляются заявления о «догоним и перегоним», о желаемых рекордах. ViZn Energy Systems в июле выступила с заявлением о том, что готова обеспечить 4 цента за кВт-час с помощью проточной батареи. Видели сейчас эту технологию. Планируется IRR = 7%, что уже серьёзно. Потому что 4 цента – это уже, на самом деле, конкуренция в штате с пиковой газовой генерацией, которая там стоит 6 центов.

Рисунок 4.3.21. Новые рекорды

Источник: ViZn Energy Systems, Tucson Electric Power , Utility Dive

Это вызывает потенциально большие вопросы об устойчивости сети, а что будет происходить, когда люди, имея и панель, и батарейку, вообще не будут пользоваться сетями, начнут от них отключаться? Это начинает уже происходить. На Гавайях для коммерческих пользователей сетевой паритет solar + storage уже по расчетам достигнут. В зависимости от того, как будут развиваться технологии и их стоимость, это перспектива на 10-15 лет.

Рисунок 4.3.22. Сетевой паритет

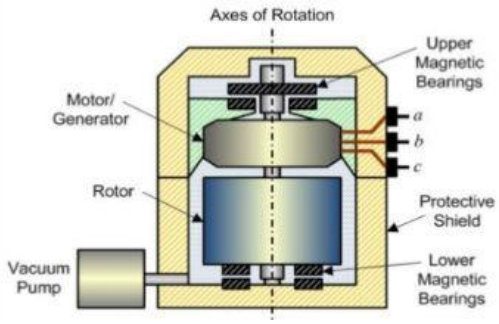


Маховики – см. Рисунок 4.3.23. Мне пришел в голову спиннер. Наверное, это какой-то заговор промышленности хранения, который овладел нашими детьми. Но, тем не менее, механическое устройство, которое тоже достаточно активно используется. Я сразу перескочу к комплексному примеру, в котором он тоже задействован.

Рисунок 4.3.23. Маховики

СКОЛКОВО

Маховики



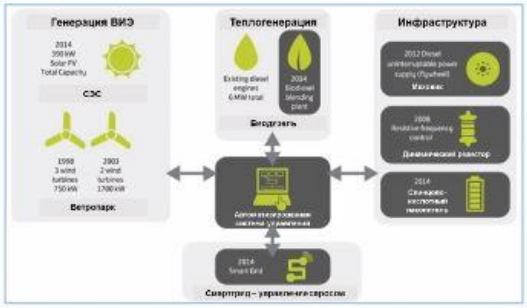
- Преобразовании кинетической энергии в электрическую и обратно
- Массивное вращающееся колесо, раскрученное до высокой скорости
- Могут быстро реагировать на изменение мощности в системе и развивать высокую мощность
- Перспективные разработки:
  - Использование новых материалов
  - Снижение веса и размера установки
  - Снижение потерь (в т.ч. путем расположения маховика в вакууме)
  - Магнитные подшипники
- Потенциал использования включает космос

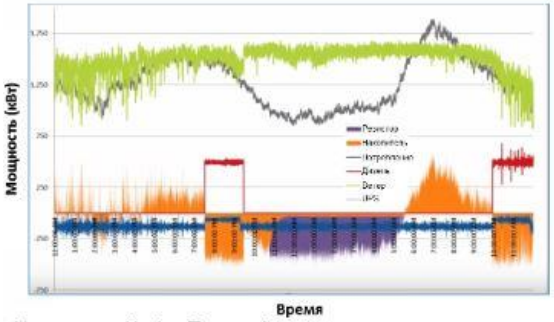
Рисунок 4.3.24. Пример Тасмании

СКОЛКОВО

Проект KIREIP - энергообеспечение острова с помощью ВИЭ

Надежная гибридная энергосистема, полностью обеспеченная ВИЭ





Источник: Hydro Tasmania

- Остров Кинг к югу от Австралии:
  - Население ~1 600 человек
  - Пиковая нагрузка 2,5 МВт
  - Потребление 12 ГВт-ч в год
  - Генерация - 6 МВт дизель генераторов
  - Протяженность сетей 450 км, 11 кВ
- Hydro Tasmania - государственная энергокомпания, обеспечивающая электроэнергией изолированные острова Австралии
- 1998: установка первого ветряка (15% экономия топлива)
- 2004: расширение ветропарка (2,45 МВт, 30% экономия топлива)
- 2008: установка динамического резистора для балансировки нагрузки и повышения эффективности использования ВИЭ
- 2014:
  - установка накопителей (3MW / 1.5MWh) для сохранения избыточной выработки ВИЭ и резерва мощности на длительное время
  - установка маховика для регулирование частоты и оперативного резерва электроэнергии
  - ввод системы управления потреблением через смартгрид
  - перевод дизель-генераторов на биотопливо
- 2015: первая в мире энергосистема мега-ваттного класса, полностью обеспеченная ВИЭ, экономия $2 млн.

26

Острова — там, где дорого производить электроэнергию традиционным способом, являются самым хорошим плацдармом для подобных экспериментов. Гавайи – это тоже остров. Если остров еще поменьше, то это дизель, это завоз, это высокий уровень стоимости электроэнергии. Пример того, как это было реализовано на Кинг Айленде – небольшом острове между Австралией и Тасманией – где планомерно и последовательно перешли от полностью дизельной системы обеспечения острова к полностью «зеленой». Там есть биодизель, который тоже подключается, видно профиль нагрузки. Это красные линии. Но в основном это и накопитель, это ветер, это солнце, это маховик, который дает систему оперативного резерва.

Рисунок 4.3.25. Гибридная энергосистема

Рисунок 4.3.26. График мощности. Источник: Hydro Tasmania

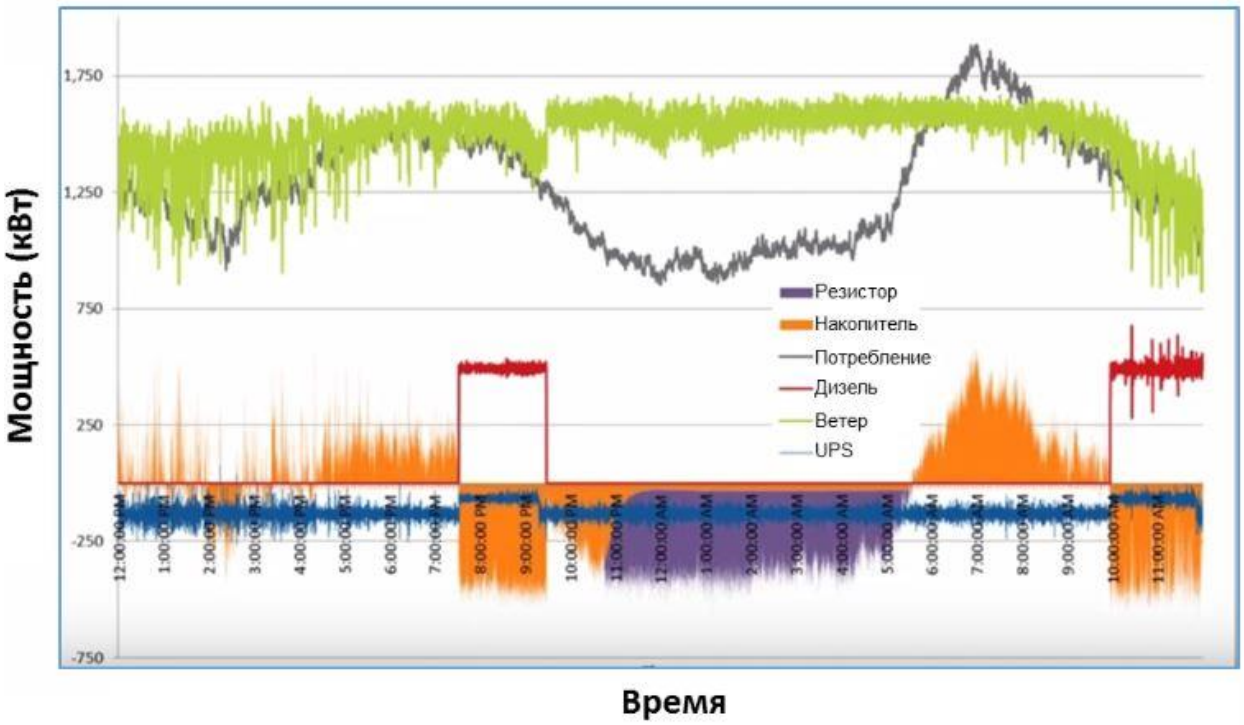
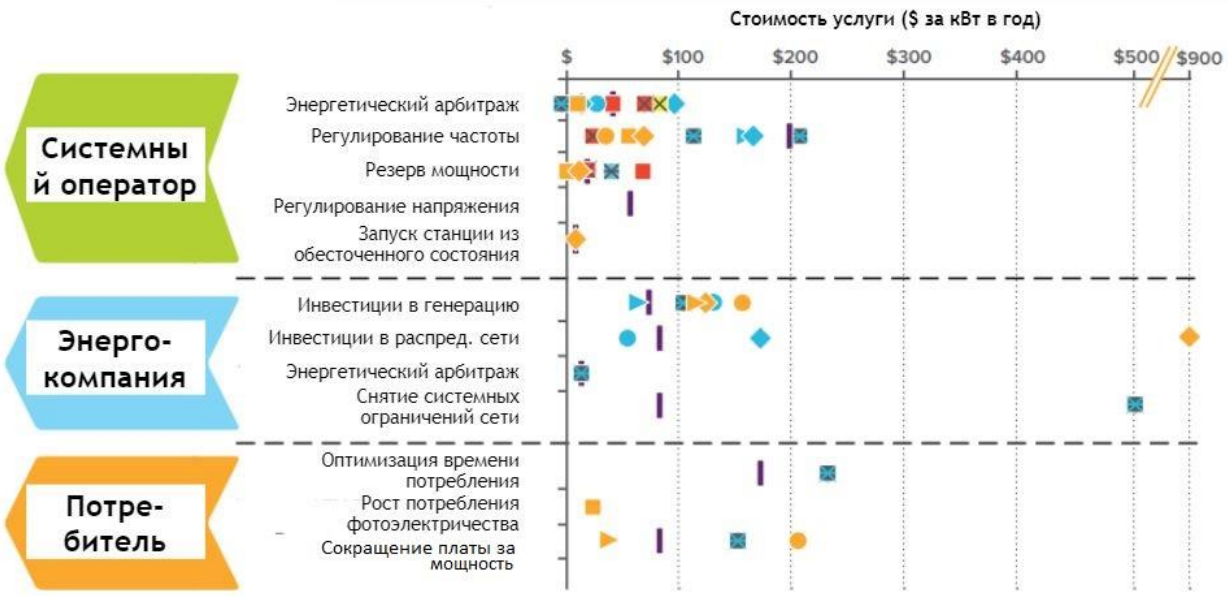


Рисунок 4.3.27. Оценки стоимости различных услуг сильно варьируются



Источник: Rocky Mountain Institute «The Economics of Battery Energy Storage»

Коллеги, которые находятся в первом вагоне этого поезда под названием «Новая энергетическая революция», только учатся оценивать численно, сколько и какую пользу приносят различные накопительные технологии по тому составу услуг, которые мы видели в начале презентации. Здесь важны опять не цифры, а разброс. На Рисунке 4.3.27 есть агрегированная картинка по разным исследованиям. Там все это различается в разы, в десятки раз. И не из-за того, что они не умеют считать, хотя и это тоже случается, но и из-за того, что есть зависимость от того, где и как используется источник накопления энергии в системе.

И второй тезис, который сейчас тоже очень активно тестируется модельно уже в некоторых штатах, например, в Калифорнии конкретно на уровне регулирования и составления планов энергокомпаний по развитию своих сетей – это попытка понять, **для каких нескольких целей** можно использовать тот или иной источник.

Если это только одна цель, поставили себе ЭБП, и он вас устраивает, включается один раз в год, что, конечно, очень плохо влияет на экономику проекта. А если задействовать его более активно по разным направлениям, то становится уже, по крайней мере, расчетно, гораздо более интересно. Вопрос в том, сколько стоят системные или иные услуги, и можем ли мы их выделять, как-то оценивать и считать.

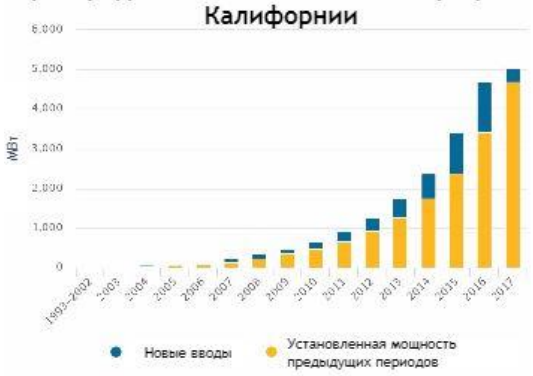
Рисунок 4.3.28. Сочетание нескольких услуг и стоимость накопителей

Рисунок 4.3.29. Калифорния

СКОЛКОВО

Калифорния

Рост установленной мощности распределенной солнечной генерации в Калифорнии



Всего реализовано ***681 488*** проектов

Источник: California Distributed Generation Statistics

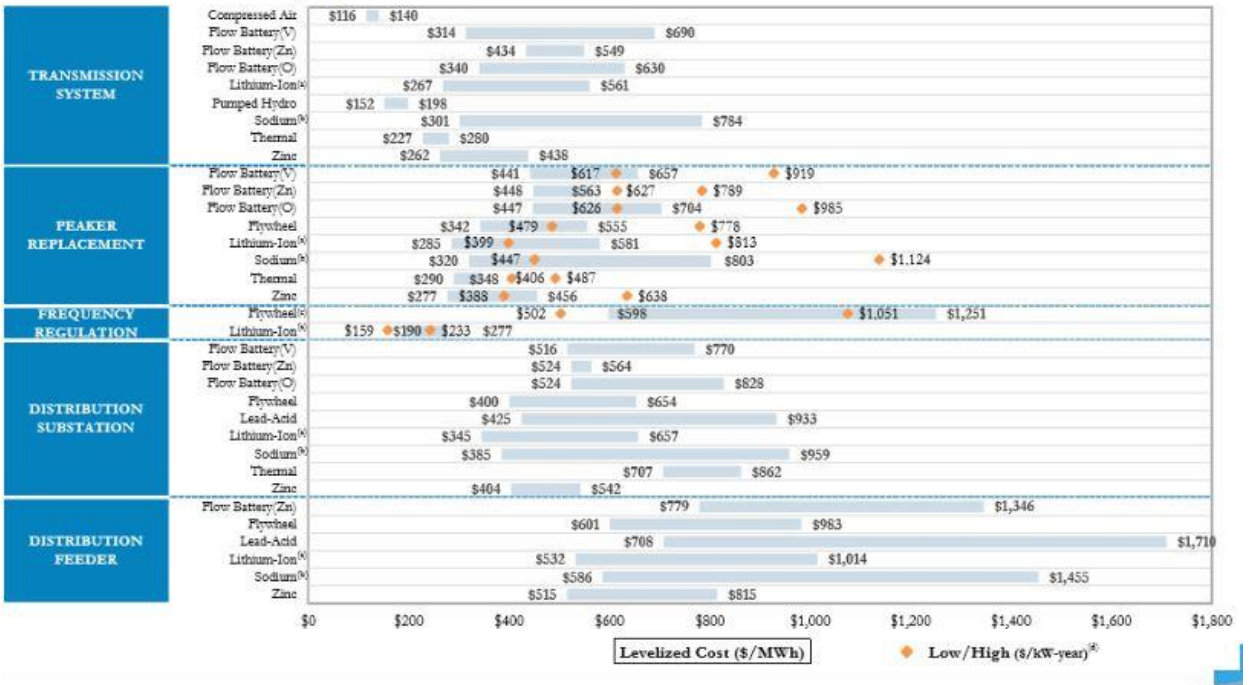
Согласно Navigant Research фото-электрические установки составят 98% новой возобновляемой распределенной генерации в США за следующие 10 лет

- В 2015 году в Калифорнии был принят закон «О чистой энергии и снижении загрязнения», ставящий задачи по снижению выбросов парниковых газов, двукратному увеличению целевых показателей энергоэффективности и генерации не менее 50% электроэнергии на основе ВИЭ к 2030 году
- Регулятор инфраструктурных и энергетических компаний штата Калифорния (CPUC) обязал компании представить планы развития распределенных энергетических ресурсов (РЭР), в которых:
  - Дать комплексную оценку ценности РЭР для компании
  - Указать участки системы распределения электроэнергии, в которых РЭР могут принести максимальную пользу
  - Предложить пилотные проекты для подтверждения результатов анализа
  - Представить сценарии развития РЭР в базовом варианте и при более оптимистических оценках
  - Предложить новые подходы к перспективному планированию развития сети, способствующие успешной интеграции РЭР
- Компании представили детальный анализ возможностей подключения РЭР разного типа (например, PG&E - для 500 тысяч узлов и 102 тысячи сегментов сети) и оценку экономического эффекта РЭР в части предотвращенных или дополнительных затрат в зависимости от места присоединения к сети
- Результаты работы стали частью плана регулятора по поддержке РЭР, который также включает меры по тарифам и интеграции РЭР в структуру оптового рынка

Рисунок 4.3.30. Levelized Cost of Storage (1/2)

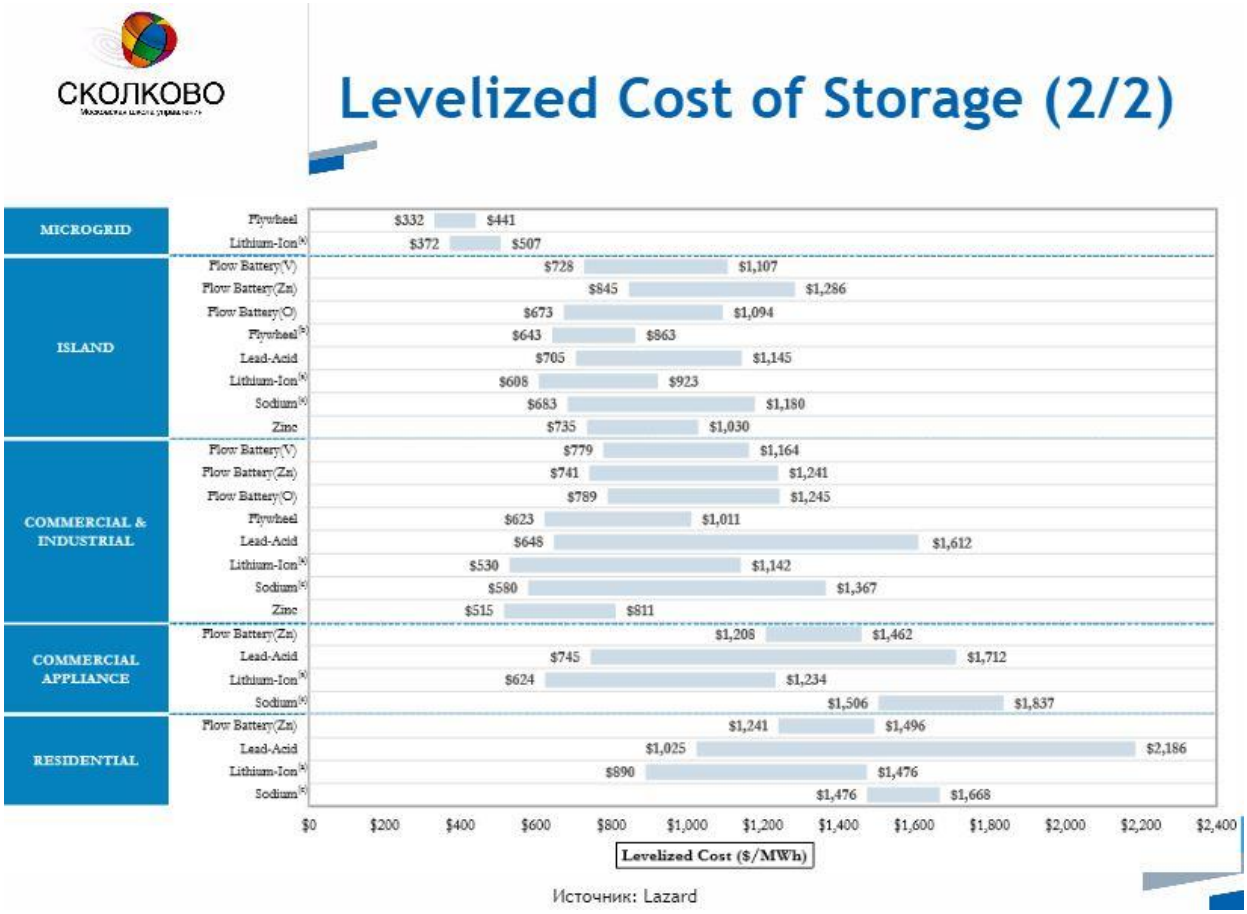
СКОЛКОВО

Levelized Cost of Storage (1/2)



Источник: Lazard

Рисунок 4.3.31. Рисунок 30. Levelized Cost of Storage (2/2)



Не буду погружаться, просто покажу, что это еще сложнее, чем LCOE. Lazard и другие компании пытаются оценить стоимость хранения. И там есть эта вариативность использования, там выделяют уже юзер-кейсы различные, набор технологий, конечно, совсем взрывает мозг.

На Рисунке 4.3.32 вновь LCOE. По-моему, мы не обращали внимания, что помимо самих диапазонов компания начала еще оценивать стоимость возобновляемых источников в совокупности с хранением. И по ветру, и по солнцу. Не так уж и высоко. В некоторых случаях это может быть даже экономически эффективно. На Рисунке 33 показан пример разных диапазонов стоимости электроэнергии в разное время в разных штатах. Есть уже «зеленое» пространство - где по минимуму стоимость ВИЭ плюс солнце, плюс ветер, плюс хранение начинает попадать в «зеленую» зону.

Рисунок 4.3.32. Levelized Cost of Energy

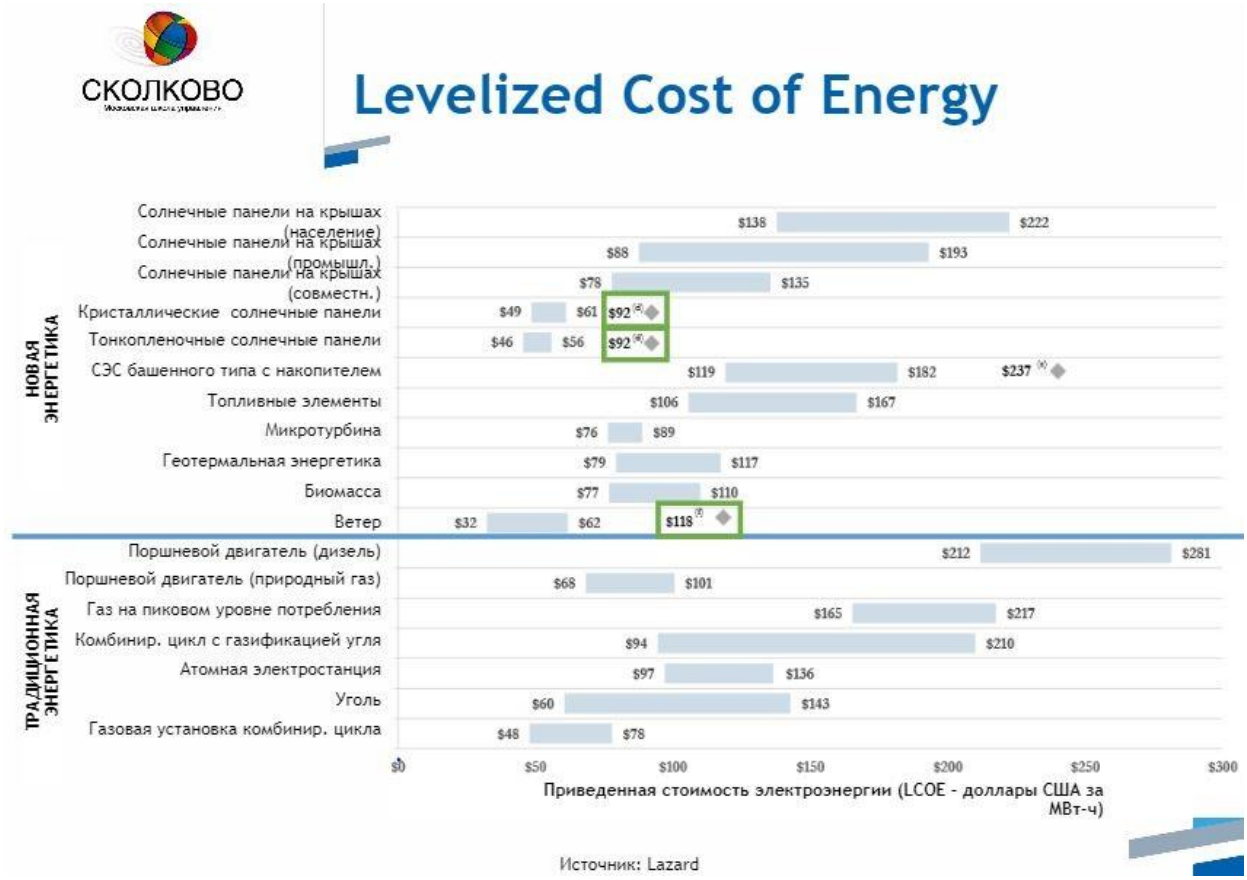


Рисунок 4.3.33. Диапазон оптовых цен на электроэнергию для различных региональных хабов США

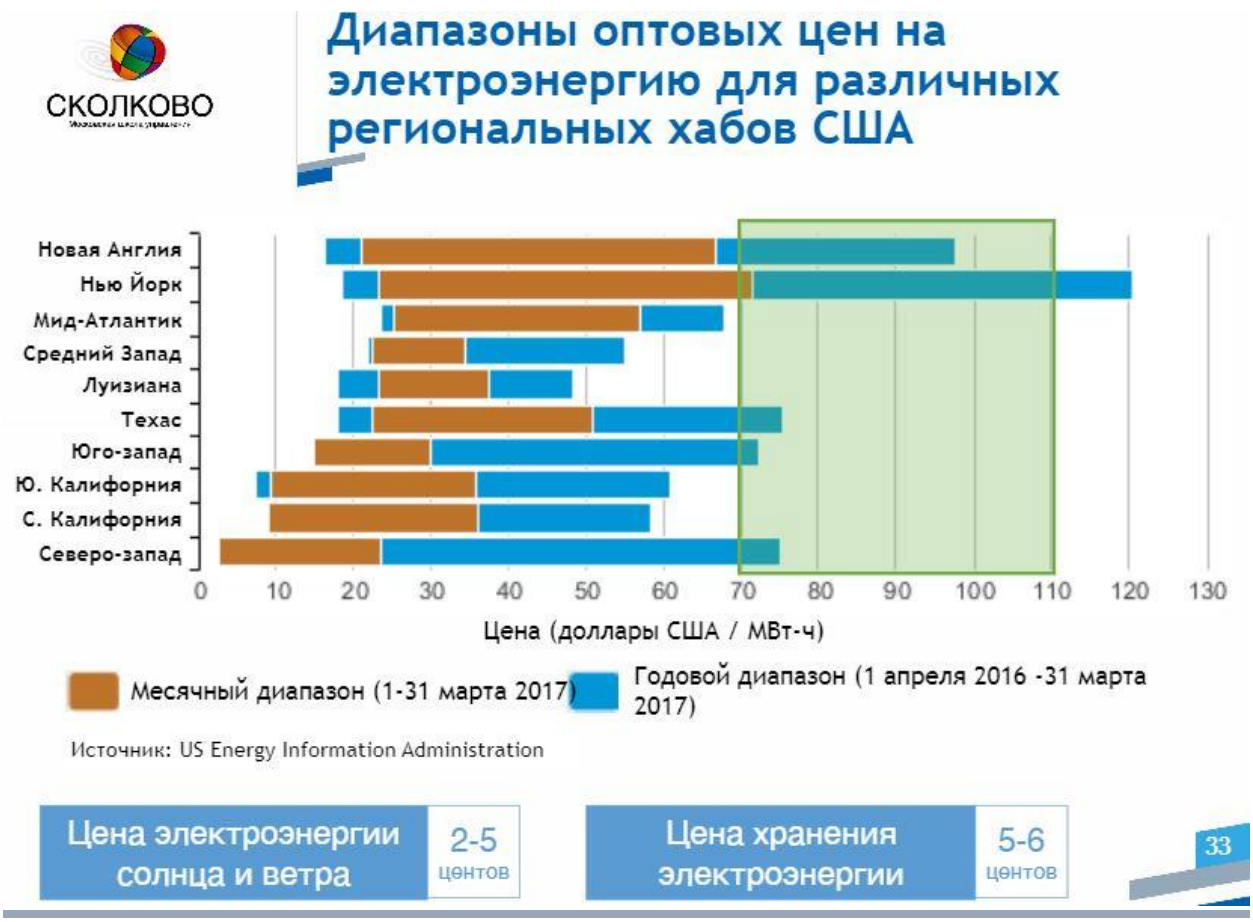


Рисунок 4.3.34. Сферы применения накопителей для индустриальных потребителей

Рисунок 4.3.35. Генеральная схема РФ

Подводя итог, спросим: а что в России? Пока ничего такого глобального. То, что происходит на земле, не сильно отличается от генеральных схем и прочих документов. Но как иллюстрация, на Рисунке 4.3.35 представлен свежий документ, принятый в правительстве в июне этого года. Это Генсхема до 2035-го года. И две картинки – это баланс по мощности и по генерации. Наверху – генерация, внизу – динамика по мощности. Называется «найдите два отличия». Не найдете. Доля ВИЭ там оказалась даже меньше, чем уже отобранные проекты на ДПМ аукционах. А то, какую роль система хранения энергии будет играть в этой истории, пока никто не этом уровне не обсуждает.

Тем не менее, такие вопросы звучат. Мы в Энергоцентре с рядом партнеров сейчас занимаемся небольшим исследованием. Мы видим в динамике мощностей, что предполагается вывести достаточно большой кусок, если убрать атомную отрасль, порядка 50 или 60 ГВт. Соответственно, добавить порядка 60 ГВт новых тепловых централизованных мощностей за период в следующие 20 лет — это окно возможностей. И вопрос, сколько из этого могут занять распределенные источники энергии, открыт. Об этом мы сейчас и думаем. Спасибо.

Водородная энергетика

Чугунов Дмитрий Алексеевич,
д.т.н., генеральный директор ЗАО «Виолента»

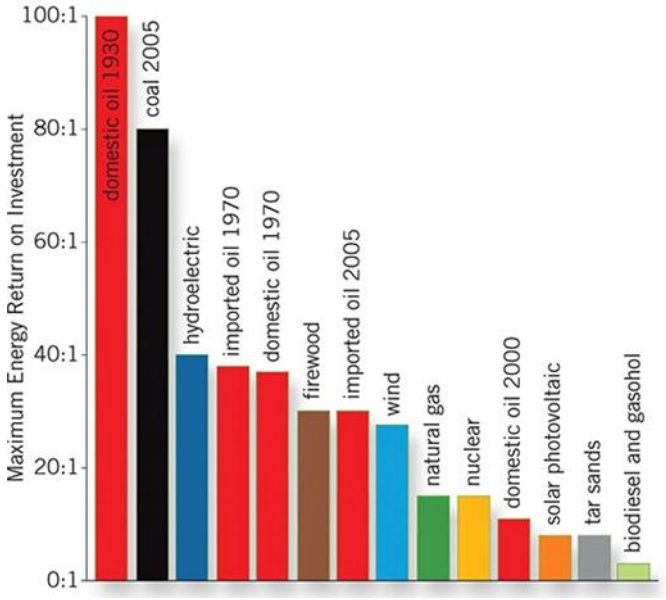
Предыдущие доклады облегчили мне работу. И по ситуации в стране, и по хранилищам. Я хотел вам рассказать о совершенно новом подходе в энергетике, который в ближайшие 5-10 лет, а, может быть, и 2-3 года начнет затрагивать многих, включая нашу страну. Этот подход заключается в сумме технологий и в сумме всех тех знаний, которые выразились в том, что мир начинает потихоньку переходить от ископаемых, своих энергоносителей, которых много, к совершенно другим источникам. Оказывается, что получать энергию на месте легче, чем иногда получать ее вместе с неправильным договором или с неправильным тарифом, то есть идея ухода в местечковость – одна из многих.

Например, вы сидите дома или на даче и платите за лето какую-то сумму. А если вы знаете, что у вас стоит коробка в два раза ниже этой тумбы, и вы заплатите в 5 раз меньше, вам только нужно купить бочонок метанола или баллон с газом, и за эти деньги вы проживете все лето. У вас будет своя горячая вода и своя энергия – столько, что для телевизора и холодильника хватит. Это одна из ветвей новой технологии, которую мы сейчас назвали условно водородной, но мы постараемся разъяснить это.

Вот такую картинку мы видим – см. Рисунок 4.4.1. Чтобы сравнивать источники энергии по каким-то параметрам, в своей время придумали группу показателей. Сколько энергии надо затратить, чтобы энергию вернуть? Например, вы затратили сколько-то кВт и получили сколько-то. Например, построили свою электростанцию. Это выразилось в том, что вы покупали что-то, делали — всё это можно выразить в эквиваленте энергетических затрат. Появилась такая группа показателей, по которым можно сравнить и ископаемые, и возобновляемую энергию, и прочее. Спросить себя: может быть, мой подход будет дешевле? И таким образом, оказалось, что по этой группе показателей ископаемые виды, углеводороды и прочее, уже сейчас перестают конкурировать. Причем, эти показатели отличаются динамикой. Например, вложили 1 кВт, а получили на 40 кВт отдачу, что значит коэффициент 1 к 40. Мы видим, что раньше коэффициент был 100, 500, то есть сверлишь скважину, получаешь долго нефть.

Стали считать. Наша жизнь такова, что все научились много чего считать. Выяснилось, что по этим коэффициентам ископаемое топливо оказалось не только с небольшим, но еще и с падающим коэффициентом. Нефть пробурили, доставили, трубопровод или газ провели, выяснили: коэффициент держится 20. Проходит 5 лет, он уже 10. Проходит еще 2 года, он уже 2, и не конкурирует с другими показателями. Оказалось, что оценка по этим показателям помогает понять, что надо делать, а что не надо, что можно, а что не стоит. И начали считать. И выявили, что возобновляемые источники конкурируют.

Рисунок 4.4.1. Исторический тренд нефтяного EROI



См. Рисунок 4.4.2 – коэффициенты до 100. Наверху гидро. Построил один раз станцию и получай отдачу долго, пока плотину не прорвет или генераторы менять не надо. Видно нефть, импорт по годам, коэффициенты отдачи у новых технологий совместимы или превышают старые подходы. Оказалось, что, можно выстроить такие потенциальные линии на карте, где можно увидеть зоны недоступности. Например, если вы средний коэффициент в Европе имеете 50, а вам россияне предлагают газ привезти с Ямала по 20, то стоит подумать, кому это надо или кому нет.

Рисунок 4.4.2. Соотношение энергии, возвращенной к инвестированной энергии (EROEI), США, 2010 г.

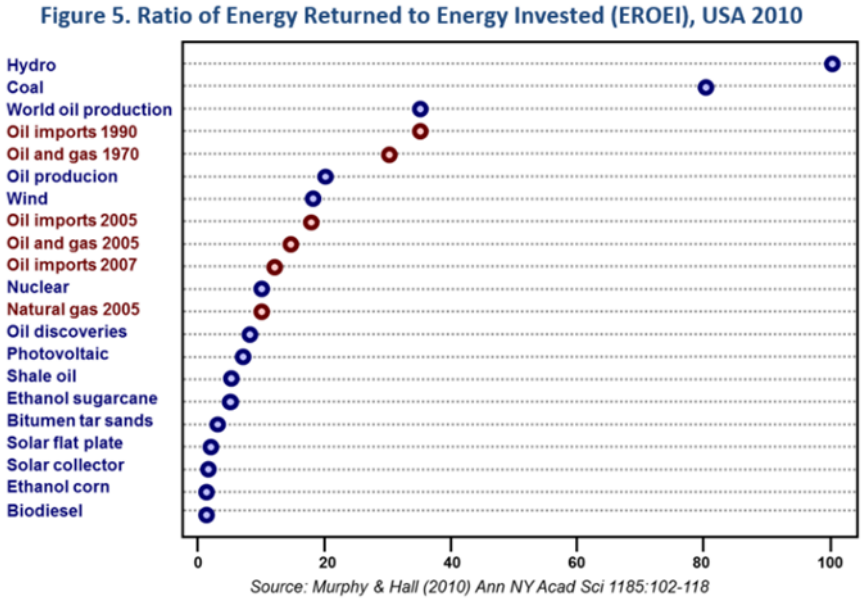
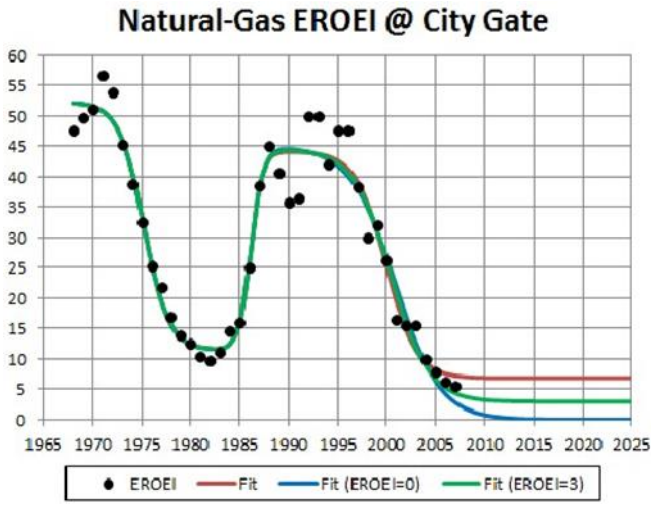


Рисунок 4.4.3. Статистически устоявшаяся картина по EROI для применения природного газа, усреднённая по разным источникам, с учетом индустрии СПГ.



Эти коэффициенты характерны тем, что технологии обновляются. Иногда вроде привлекательность по коэффициенту начинает падать, и вдруг она опять выросла, значит в 1985-м году придумали какую-то новую технологию, которая улучшила показатели. И стали по ним обсчитывать, что привлекательно, что не привлекательно, и какие есть возможности. Пришли к выводу, что возобновляемые источники из-за того, что технологии все время улучшаются, цены падают, они не просто становятся конкурентными, они вообще забивают ископаемые виды энергии.

Очень умные люди посчитали сравнительную таблицу и по атомам – тут колонка, где ROI-коэффициент – см. Рисунок 4.4.4. Вот коэффициенты. Ископаемые топлива, их больше 100, меньше 100. Дальше – импортная нефть, гидроэнергетика и так далее. Все показатели примерно рассчитываются.

Рисунок 4.4.4. Приблизительный коэффициент EROI разных источников энергии, США

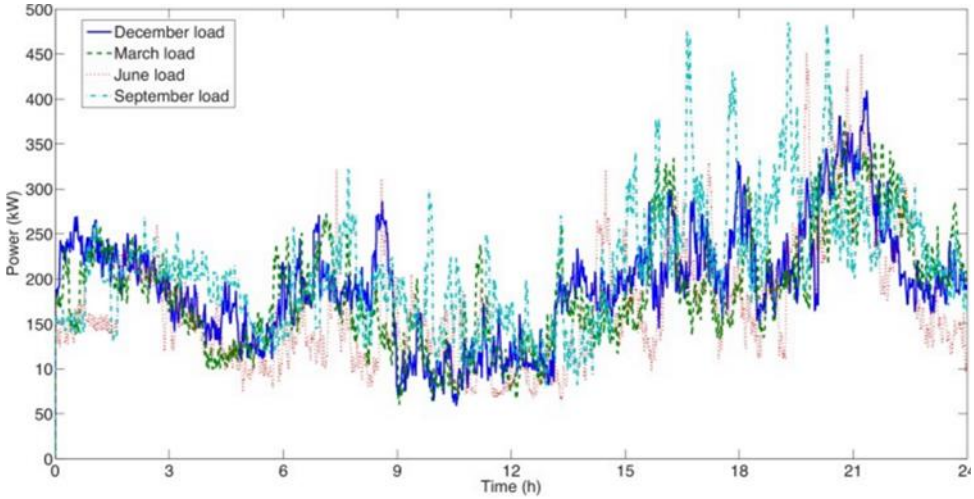
Table 2. Existing magnitude and approximate EROI of various energy resources for the United States, from various sources listed

Resource	Year	Magnitude (EJ/yr)	EROI (X:1)	Reference
Fossil fuels				
Oil and gas	1930	5	>100	2
Oil and gas	1970	28	30	1, 4
Oil and gas	2005	9	11 to 18	2
Discoveries	1970		8	1, 4
Production	1970	10	20	1, 4
World oil production	1999	200	35	21
Imported oil	1990	20	35	32
Imported oil	2005	27	18	32
Imported oil	2007	28	12	32
Natural gas	2005	30	10	32
Coal (mine-mouth)	1950	n/a	80	2
Coal (mine-mouth)	2000	5	80	2
Bitumen from tar sands	n/a	1	2 to 4	32
Shale oil	n/a	0	5	32
Other nonrenewable				
Nuclear	n/a	9	5 to 15	32, 51
Renewables				
Hydropower	n/a	9	>100	32
Wind turbines	n/a	5	18	34
Geothermal	n/a	<1	n/a	32
Wave energy	n/a	<<1	n/a	32
Solar collectors				
Flate plate	n/a	<1	1.9	4
Concentrating collector	n/a	0	1.6	4
Photovoltaic	n/a	<1	6.8	52
Passive solar	n/a	n/a	n/a	32
Biomass				
Ethanol (sugarcane)	n/a	0	0.8 to 10	4, 53
Corn-based ethanol	n/a	<1	0.8 to 1.6	26
Biodiesel	n/a	<1	1.3	32

Оказалось, что новые подходы вполне конкурентоспособны. Новые технологические решения теперь все время основываются на том, как сделать конкурентно. Оказалось, что новые технологии со всеми старыми из-за суммы технологий, из-за их синергетики резко стали конкурентными. Это относится ко всему. Мы по этой таблице, по этим данным можем увидеть конкуренцию, где сжиженный природный газ с доставками или без доставок. И одним из рычагов конкуренции, например, в солнечной энергетике или в ветровой, оказывается, что там нет дальней логистики.

Теперь мы постепенно подойдем к водородной тематике. У местных источников есть неприятная особенность. Вы знаете, и ветрогенерация, и солнечная обладают нестабильностью, цикличностью, как показано на Рисунке 4.4.5. Если бы эту картину выровнять, то они стали бы более конкурентными. Выравнивать научились. Хохлов (пред. докл от Сколково) верно сказал во время лекции: нужно хранение. Оказалось, что хранить можно по-разному, и тут среди всех прочих начинает вторгаться водород в той или иной ипостаси. В виде соединения или чистый, как единица хранения, единица выравнивания, товар и так далее.

Рисунок 4.4.5. Нестабильность генерации



В эту группу вопросов: как хранить, что делать с водородом, куда его пересылать, можно ли из него что-то получить — пошла инвестиционная накачка. На Рисунке 6 показано: мир ожил и стал интересоваться, куда вложить деньги, чтобы потом их отбить. Оказалось, что водород – это один из таких пунктов, в который надо вкладывать деньги. И деньги пошли. Я могу сказать, что в 2000-м году в тематику, которая совместима с возобновляемыми источниками и водородом, ежегодно во всякие исследования в мире вкладывалось порядка 150 миллиардов долларов. Но перед этим было очень много трудностей. Все считали, перспективная она или не перспективная, что делать. Но когда технологии вышли на хороший, уже предпромышленный режим, началось соревнование, кто первый даст больше денег, чтобы захватить рынок, и пошла гонка. Ежегодно с 2000-го инвестиции нарастали по 10 миллиардов долларов. В прошлом году в эту тему было вброшено уже 250 миллиардов. Схватились все – нефтяные компании, газовые гиганты, мобильные и так далее — кто быстрее схватит рынок. Денег не жалеют.

Рисунок 4.4.6. Глобальные новые инвестиции в возобновляемые источники

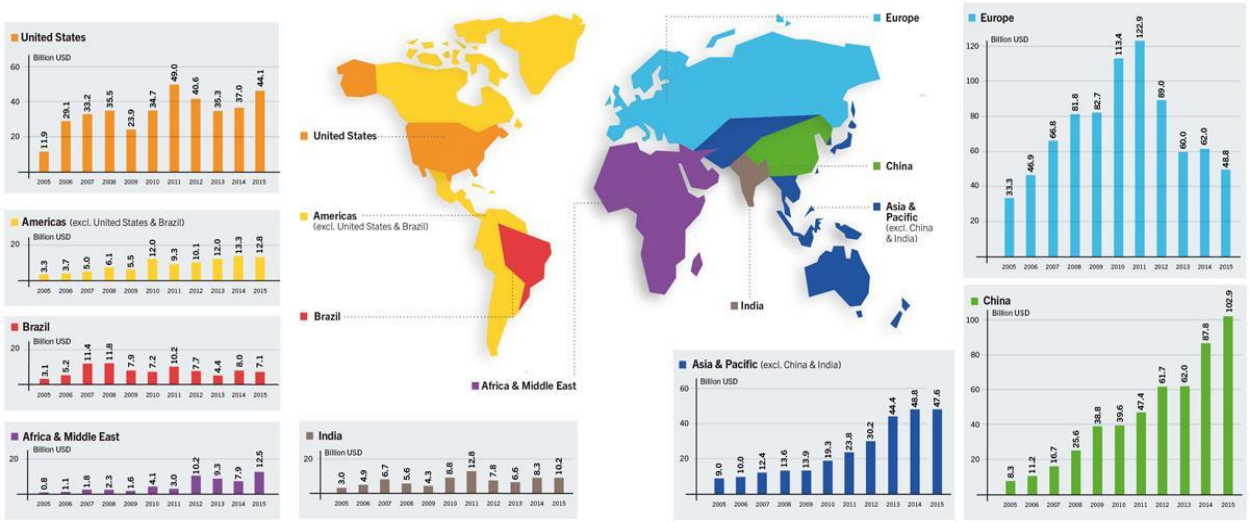
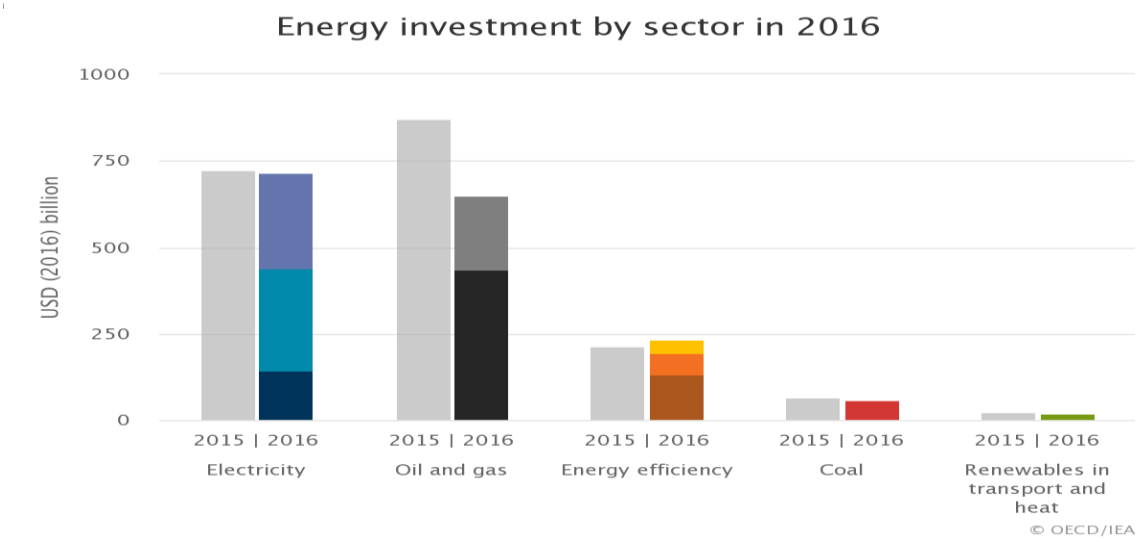


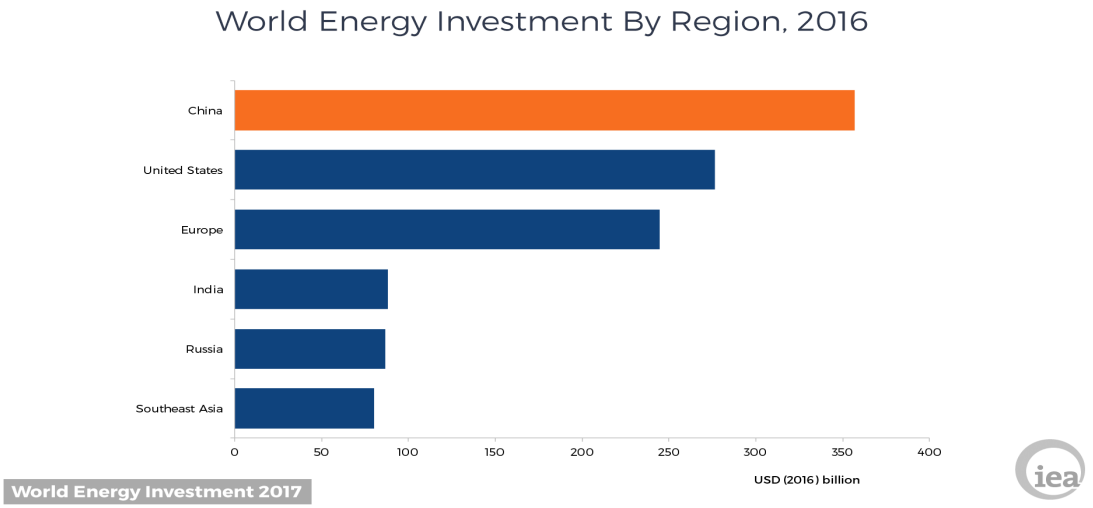
Рисунок 4.4.7. Энергетические инвестиции по секторам в 2016 году, млрд долл. энергии и топлива



Мы видим по Рисунку 4.4.7, что стали уменьшаться инвестиции в нефть и газ, а в электроэнергетику современной направленности увеличиваться. Фактически в прошлом году поток инвестиций в новые процессы ВИЭ превысил поток инвестиций в ископаемые и все прочие виды энергетики. Мир понял — перспективно.

Где это поняли лучше всех? В Китае. Они больше всех инвестируют в энергетику. Это картинка из мирового энергетического агентства – см. Рисунок 4.4.8. Агентство также внесли в список и Россию. Только априори принято, что трубопроводы, которые Газпром строит в Китай и в Турцию — все это есть инвестиционные ресурсы и вставили их в перспективу.

Рисунок 4.4.8. Мировые инвестиции в энергетику по регионам, 2016

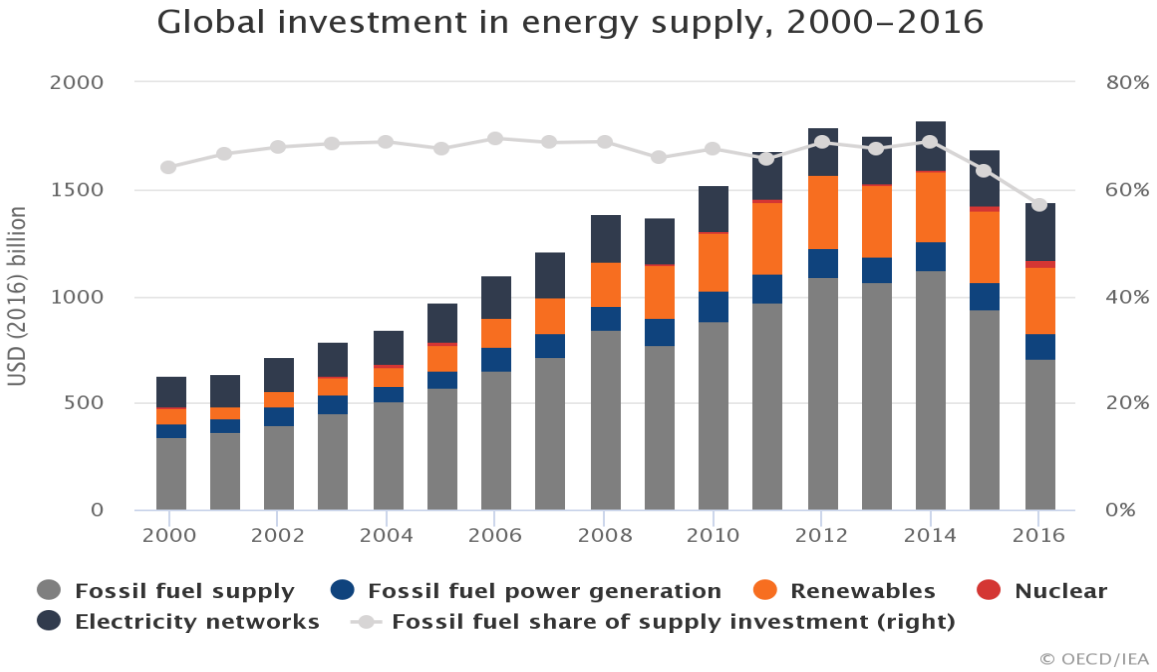


Для себя мы можем заметить, что это не перспектива, это балласт, это потерянные деньги. Гонка продолжалась.

Мы видим, как инвестировались в новые технологии деньги по годам – см. Рисунок 4.4.9. Тут есть странный горб, который практически никто не знает, как интерпретировать, а я знаю. Казалось бы, что в 2000-м году был максимум инвестирования в новые виды энергетики, и вдруг пошел спад в инвестициях. Объяснение здесь такое. Инвестиций много не надо, мы перенасытили рынок. Мало того, что у нас в стране избыток энергии, оказалось, что предыдущие инвестиции уже так накачали региональные и глобальные рынки, что они не могут взять больше денег.

Учитывая, что цены на многие технологии падают, много денег не надо.

Рисунок 4.4.9. Глобальные инвестиции в энергетику, 2000-2016 гг.



Раньше чтобы купить какой-то проект, надо было одну сумму, а через два года оказалось, что это же покупается за полсуммы, потому что все это удешевилось. И вот такие горбы поэтому получаются.

Смотрим на Рисунок 4.4.10 и видим, что растет, а что падает. Уголь падает, гидроэнергия и атомная почти стабильны, но они будут падать. Это очевидно. Газ растет пока. Но надо смотреть, для чего растет газ, куда он потом денется. И здесь есть интересный нюанс.

Посмотрите на Рисунок 4.4.11, как идет накачка денежная в хранение энергии. Оказывается, хранение энергии просто их увеличивает. И с системой хранения, кроме России, везде хорошо. Такие были инвестиции в разные сегменты по годам. В 2016-ом году в энергоэффективность был инвестирован 231 миллиард долларов. В основном вносили те, кто мог инвестировать с оборота. Кредиты брали мало, проектное финансирование – тоже.

Рисунок 4.4.10. МВт-ч производства электроэнергии, по источникам энергии

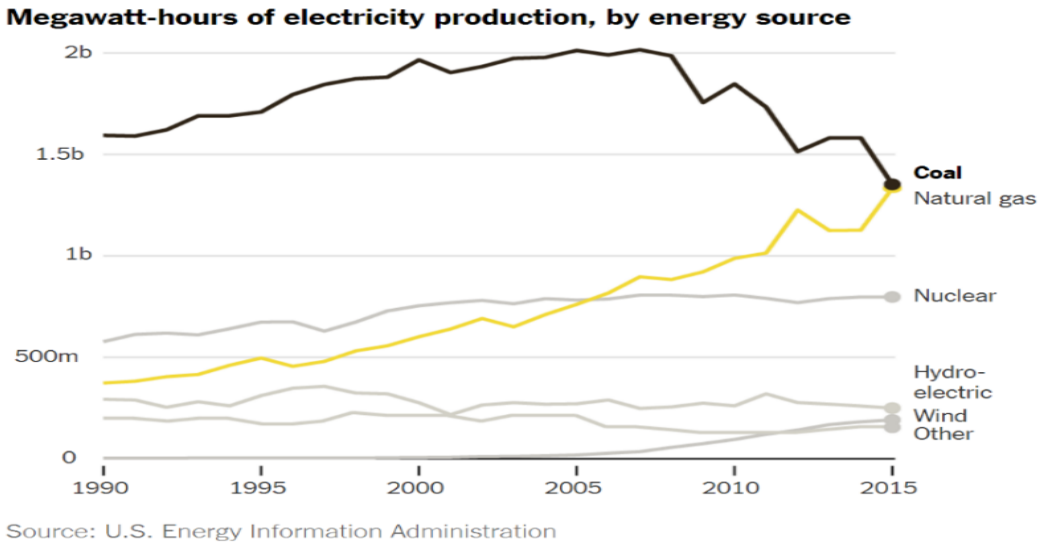
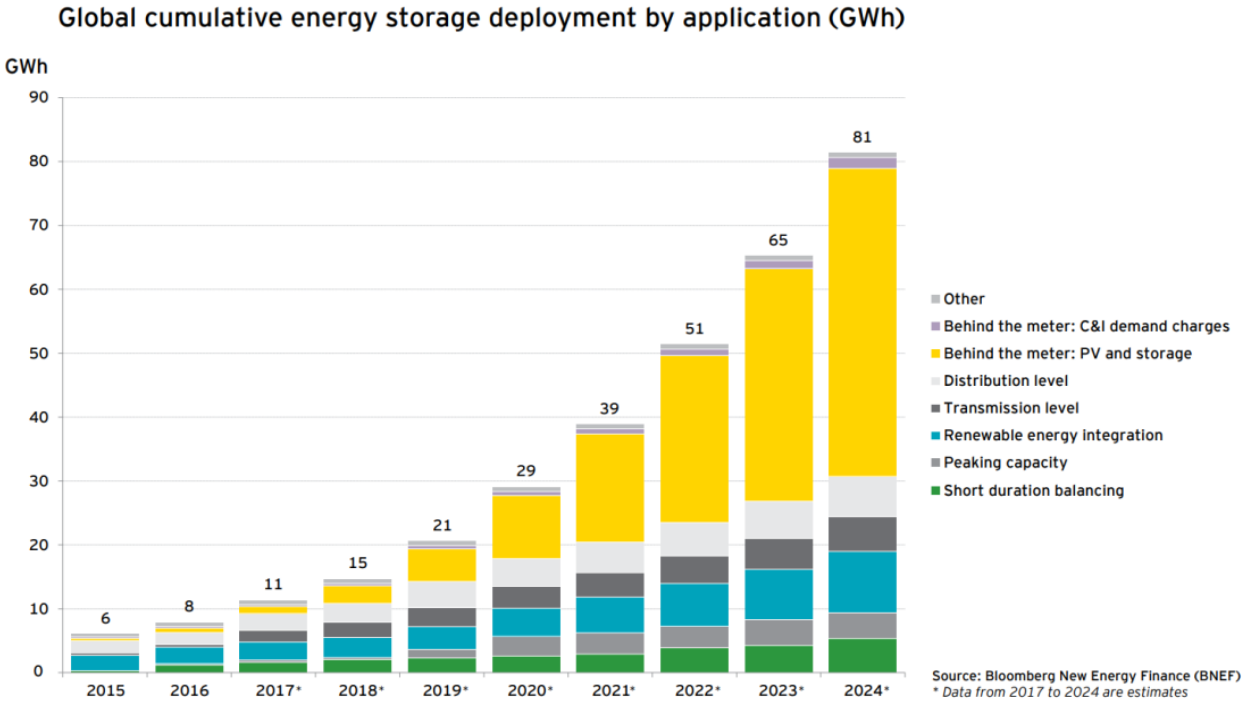


Рисунок 4.4.11. Данные по установленной мощности хранения энергии

Примерно до прошлого года во всем этом лидировала Америка.



А сейчас стал лидировать Китай. Есть такое очень активное энергетическое международное общество IRENA, которое обсчитывает все, что связано с возобновляемыми источниками энергии. Мы видим, что Америка, Китай, Бразилия – это количество людей, которые заняты в сегментах. Причем, с темпом роста 10% в год и более заняты в сегментах возобновляемой энергетики. Здесь по видам: солнечная, жидкие топлива, ветровая энергетика.

Рисунок 4.4.12. Число занятых в сфере ВИЭ по странам, 2014

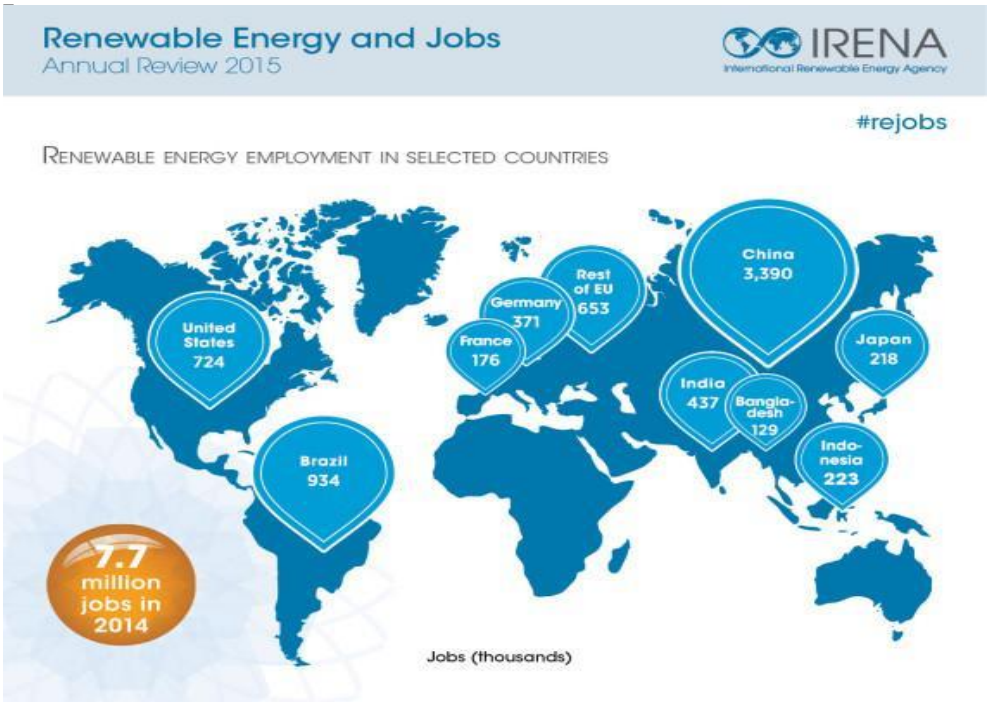
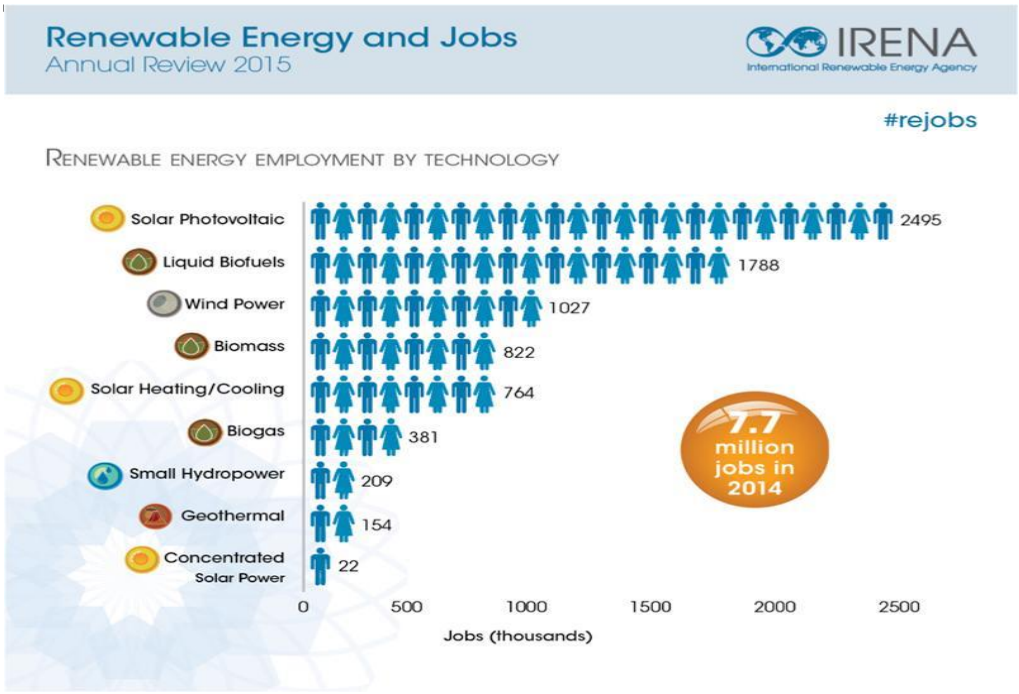


Рисунок 4.4.13. Число занятых в сфере ВИЭ по технологиям



В мире сейчас трудится примерно 4 миллиона человек. Даже больше. В Китае 3,5 миллиона, в Бразилии – миллион. В России, наверное, будет 200 тысяч. Общая численность занятости в сегменте на 2014 год была 7,7 миллионов участников. В 2015 – 8,1 млн. В 2016 уже 9,8 миллионов.

Куда идет эта гонка?

На Рисунке 4.4.14 мы видим, как нарастали инвестиции в разные сегменты возобновляемой энергетики. Голубые сверху – это резко росли оффшорные ветростанции.

Оказалось, что это самая дешевая энергия, самый лучший показатель конкурентности. Предполагается, что ветроэнергетика вырастет. Китай тут, естественно, лидирует. Он будет наращивать сегмент ветроэнергетики вдвое-втрое быстрее, чем Америка.

Рисунок 4.4.14. Инвестиции в активы возобновляемой энергетики

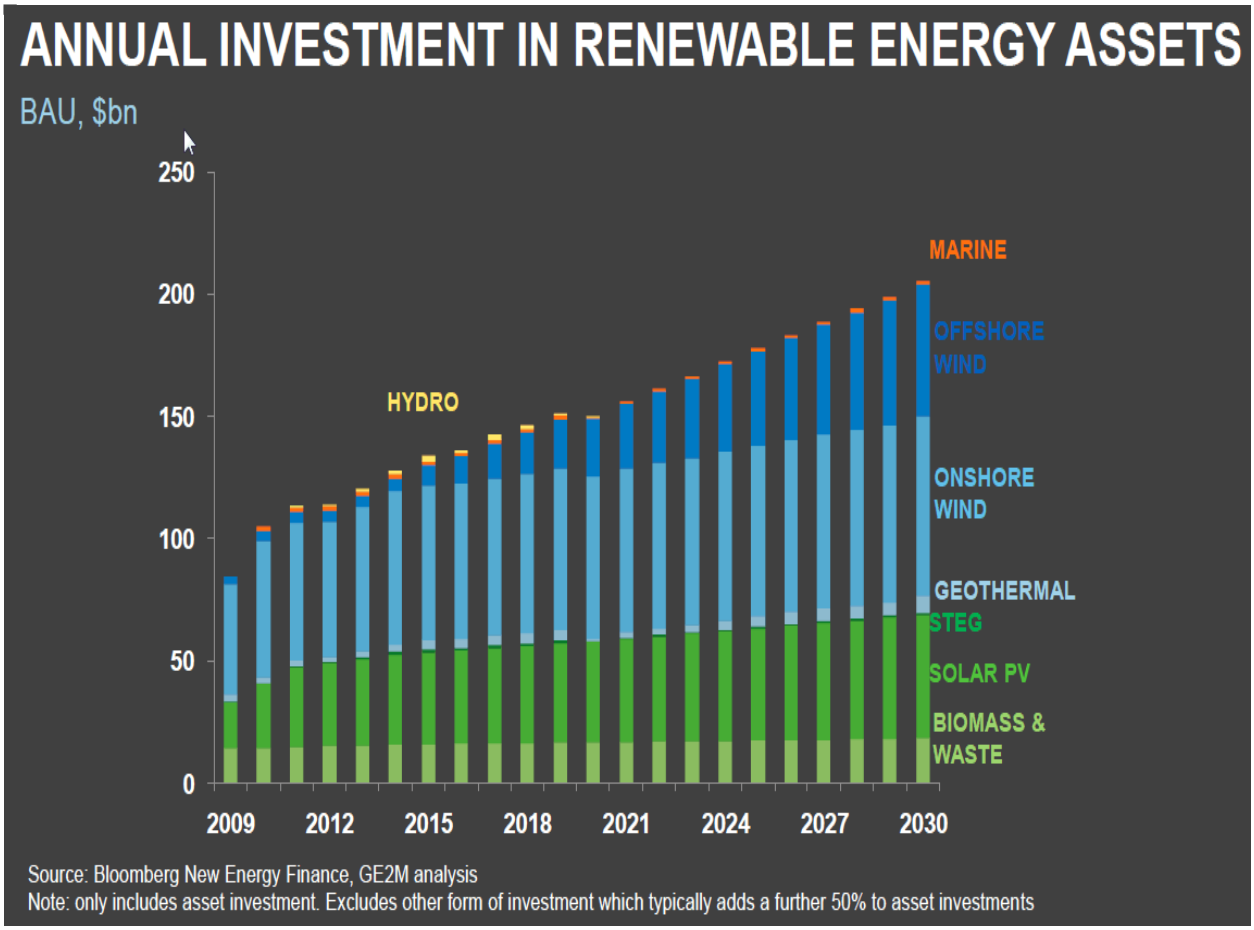


Рисунок 4.4.15. Генерация по сегментам в 2015 году

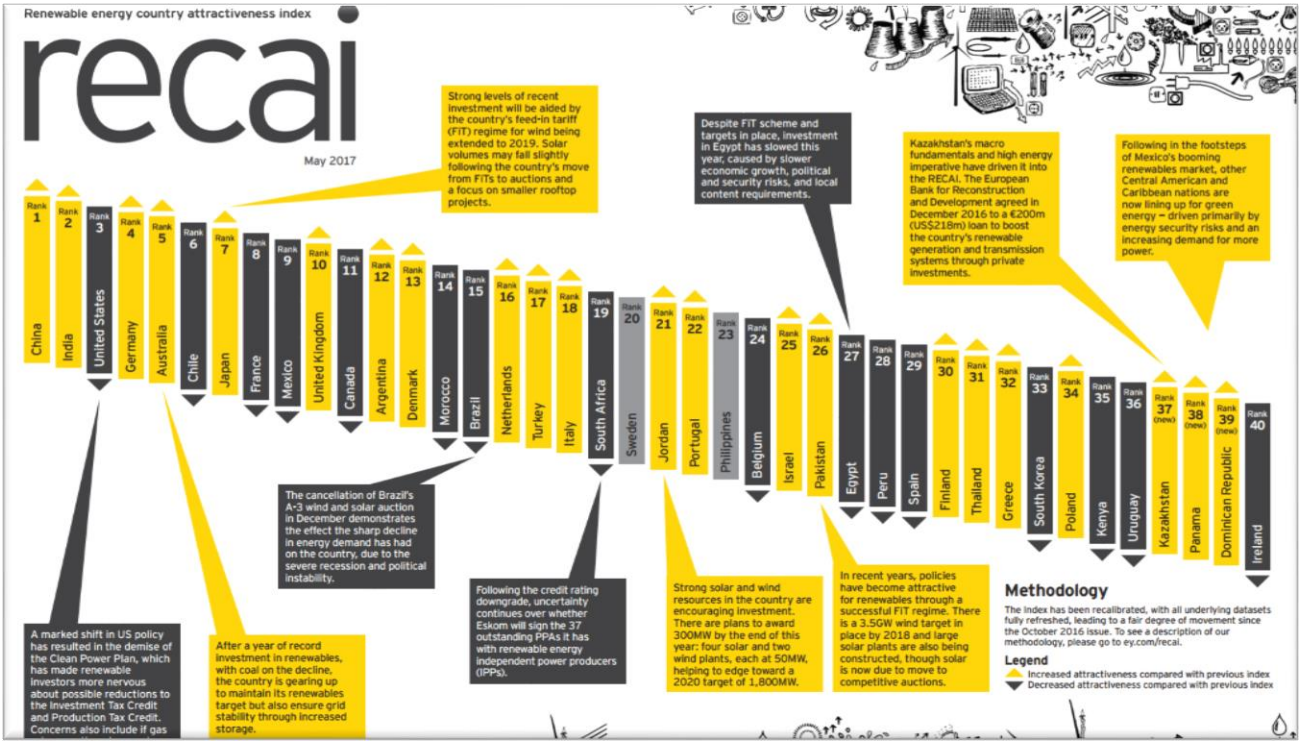
Generation in 2015 (TWh)	Hydro	Wind	Bioenergy	Solar	Geothermal	Marine	Total
Africa	119	8	3	4	4	<1	137
Asia	1 577	229	122	94	24	<1	2 044
Central America + Caribbean	24	4	4	1	4		37
Eurasia	248	12	1	0	4	<1	265
Europe	562	306	179	110	12	<1	1 168
Middle East	20	0	0	2	0		22
North America	663	226	82	38	25	<1	1 033
Oceania	40	14	4	6	8	<1	72
South America	642	27	61	2	<1	<1	732
World total	3 893	826	456	256	81	1	5 512

На Рисунке 4.4.15 – статистика генерации по секторам, сегментам и регионам.

Мы подходим к тому, что сейчас уже будем говорить о водородной энергетике.

То есть, мы понимаем, что новые направления хорошо инвестировались, что в них вбрасывали деньги, развивали научные коллективы, кормили университеты, делали новые специальности, создавали специальные структурные сообщества для того, чтобы быстро управлять инновационным процессом. За последние 10 лет создали квалифицированных людей, создали мощные технологии, создали лабораторную и всю научно-промышленную базу для того, чтобы выйти на новые конкурентные технологии.

Рисунок 4.4.16. Индекс Ernst & Young привлекательности ВИЭ по странам



Посмотрите на Рисунок 4.4.16. Ernst & Young хотел придумать групповые показатели, как сравнивать. Получился такой индекс.

Как началась эта гонка? Гонка эта – в мире. Мы не участвуем. Везде были инновации, занимались энергетикой: кто ветром, кто солнечной энергетикой - то есть был разнобой. И вдруг оказалось, что президент Буш, над которым все смеялись, в 2003 году сказал, что надо все упорядочить. Он предложил собрать всех гигантов, чтобы они все скинулись деньгами в общий водородный котел. В итоге были наняты специалисты, которые смогли управлять этими процессами. И в течение 3-5 лет с той поры создались мощнейшие ассоциации всевозможных заинтересованных лиц, с фантастическими капиталами, для регулирования этого новостного подхода. Фактически бюджеты таких ассоциаций превышают бюджет России в несколько раз.

Рисунок 4.4.17. Создание союзов и ассоциаций в новых энерготехнологиях

Table 16: Initiatives and public-private partnerships to promote hydrogen and fuel cell technologies

Region	Exemple
Europe	• Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking (FCH-JU, EU) • Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW GmbH, Germany) • Clean Energy Partnership (CEP, Germany) • Mobilité Hydrogène (France) • Scandinavian H_2 Highway Partnership (SHHP, Scandinavia) • HyNor (Norway) • Hydrogen Sweden (formerly HyFuture, Sweden) • UK H_2 Mobility (United Kingdom)
North America	• CaFCP,California) • H_2USA (United States) • Canadian Hydrogen and Fuel Cell Association (CHFCA, Canada)
Japan	• The Research Association of Hydrogen Supply/Utilization Technology (HySUT) • Fuel Cell Commercialisation Conference of Japan (FCCJ)

Здесь мы на выборке видим часть списка этих мощнейших организаций – см. Рисунок 4.4.17. Это почти как Бильдербергский клуб или тайное сообщество, но они все явные, открытые. Все, что они проповедуют, можно найти и увидеть.

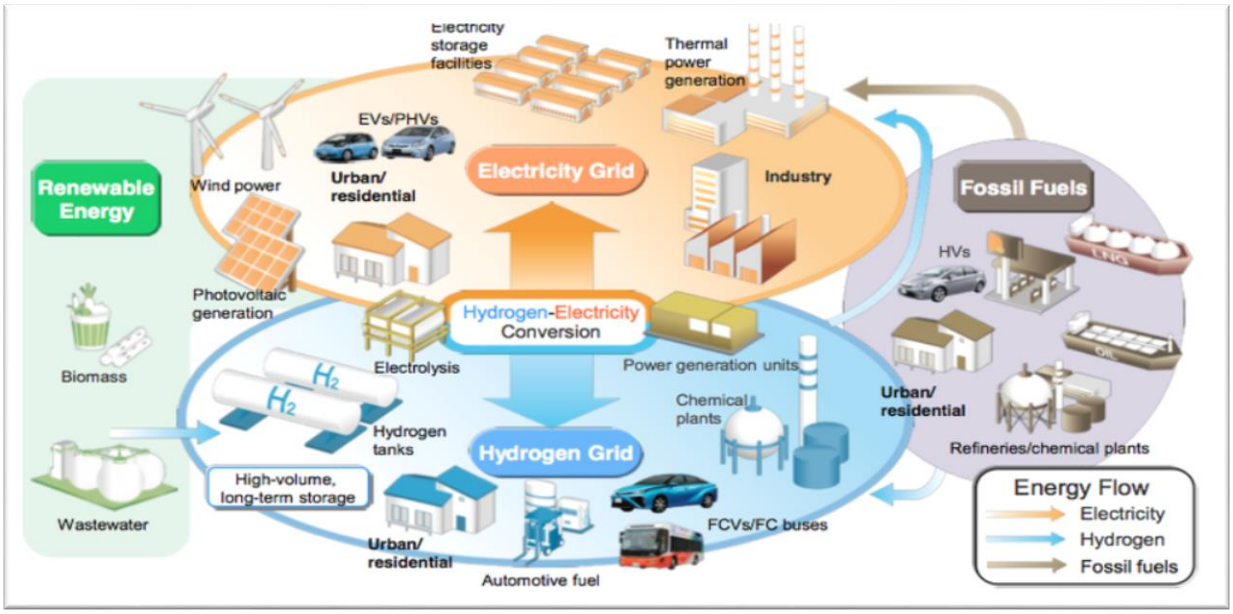
Эти организации стали координированно регулировать, что делать надо, что делать не надо, что лучше, что хуже, кому деньги давать, кому – нет. Фактически они обладают огромными лоббистскими способностями для того, чтобы возможно было регулировать эту деятельность и в правительствах.

Создан потенциал, его регулируют международные сообщества. Это не просто сообщества, а это люди, у которых в руках годовой бюджет в сотни миллиардов долларов. Это не просто кто-то говорит: «Я пойду, сделайте так-то». Они говорят: «Вот тебе миллиард, сделай мне вот так». Как говорят в России, дайте нам задачу, мы посмотрим, если она нам понравится, мы вам дадим денег. Это совершенно обратная система управления. В России чиновники решают: будем финансировать, не будем. Все наши фонды построены по такому принципу. Вам это исправлять.

Там квалифицированные люди говорят: «Мы распределим задачи, вам дадим, вам не дадим, вам дадим много и сделайте». Все это выстраивается в идеологические линии.

Мы понимаем, деньги есть, силы есть, потенциал есть, кому управлять есть. Всё есть. За что люди борются? За то, чтобы вкладывать поменьше, а получать побольше. Это стандартно по Карлу Марксу. Оказалось, что водород, как сущность, вполне ложился по разным причинам в эту логику. То есть с точки зрения вложений и капитализации был очень выгодный бизнес. Первые, кто начали, это, конечно, были японцы. За последние 10 лет начали гнать водородное автомобилестроение, водородную энергетику, много чего. Видно из Рисунка 4.4.18. В этом 2017 году Синдзо Абэ принял национальную японскую водородную программу, которая говорит: «Мы откажемся от ядерной энергетики, мы откажемся от российского газа, мы будем развивать водородную энергетику».

Рисунок 4.4.18. Направления развития водородной экономики водородное направление».



Это не просто так, это обоснованная программа.

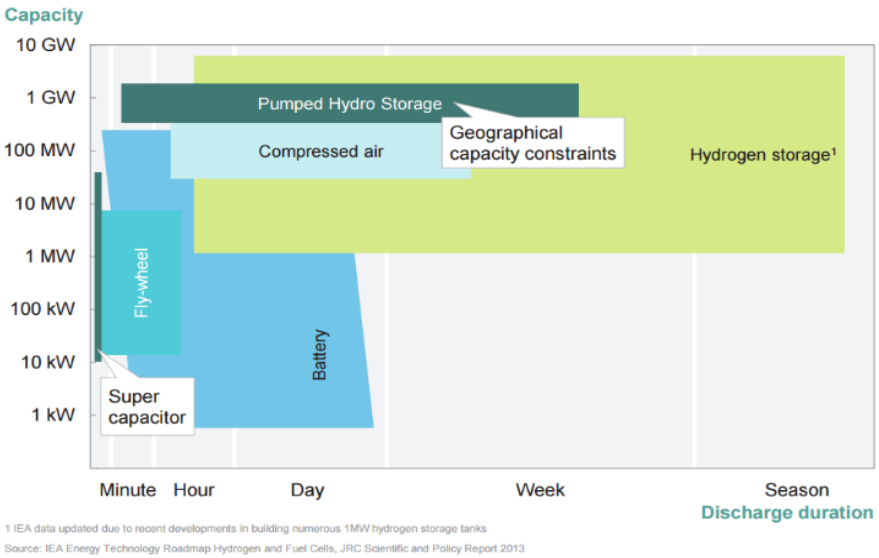
Первый, кто за это схватился, была Австралия. Она сказала: «Я переделаю все свои технологии, проекты и прочее, я буду воевать за ваш рынок, за Японию». Вторыми были норвежцы, которые сказали; «Нас это устраивает». И сейчас Австралия с Норвегией дико воюют за японский рынок водорода, но еще и дружат, кое-что делают совместно. В частности, корабельный транспорт, водородные танкеры и прочее.

Посмотрите на Рисунок 4.4.19 – он продолжает идеи предыдущей лекции Алексея Хохлова. Те самые сезонные колебания и прочие колебания, и просто энергию хранить, оказалось, в водороде выгодно. Либо напрямую, либо в соединении. Более того, водород, который уже существует, это товар. Его можно загнать в магистральную трубу, чем и занимаются исследователи. Мы получили водород, а вместо того, чтобы гнать его в генерацию, можем просто по трубе транспортировать потребителю. В существующую магистральную сеть просто закачивают водород, и он приходит в нужное место, где его могут отцедить или использовать в смеси с газом.

Все это финансировалось соответствующим образом. НИОКРы были потрясающими. Редко, когда в России какой-нибудь грант на научное исследование выходит за три миллиона долларов, а о десяти уже не слыхать. А тут – десятки миллионов в направление вкачиваются. Если вы получите в электронной форме материал, вы можете зайти и посмотреть, что делается в каждой стране в этом направлении.

Рисунок 4.4.19. Водород как средство для хранения энергии

Figure 4: Hydrogen is most promising for long-term carbon-free seasonal storage
Technology overview of carbon-free energy storage technologies



Из-за чего началась эта водородная лихорадка? Оказалось, что эти дорожные карты, которые разработали супер-ассоциации и союзы, опирались на несколько технологий и изобретений под названием «электрохимия». Были созданы большие группы изделий — «топливные элементы», причем изобретено это было сто лет назад, но в жизни не применялось из-за дороговизны. Но электрохимия мира развилась до состояния массового использования. Появилось огромное количество технологий, которые объединяются под брендом «топливные элементы». Смысл в том, что если есть какая-то химическая реакция, из которой можно получить электричество, как из батарейки, то электричество можно получать в любых объёмах. И не только. На этих приборах вдруг стали делать реверсивные технологии. Например, из электричества получать водород, а потом наоборот – из водорода электричество. Закачиваем под землю через эти приборы, а назад возвращается в форме электричества. Таких направлений десятки.

Есть массовые направления, есть экзотические. Я в качестве примера приведу китайцев, которые сейчас конкурируют с корейцами над интересной проблемой. Известно, что одним из самых массовых видов горючего для топливного элемента является моча обычная, которая сейчас почти не используется. Это миллиард тонн в год человеческой и 5 миллиардов тонн у животноводства. Китайцы поняли, что это лучше, чем бензин. Они вбросили огромные деньги в ранцевые генераторы, то есть, если у вас к утру нашлось пол-литра, то на день электричества хватит — 2 кВт.ч. Они сейчас приходят к идее, что нужно по 10 миллионов в год таких ранцев выпускать, и раздавать среди кочевников. Это вариант использования топливных элементов на мочевине.

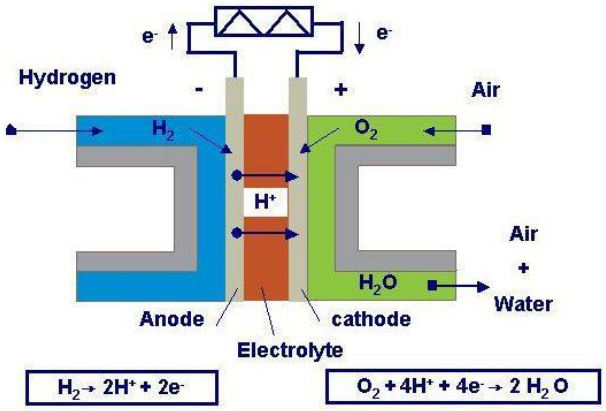
В Голландии есть один пивбар, который полностью, включая кухню, работает на этом источнике энергии.

Оказалось, что эта технология открывает разные виды энергоносителей. Это совсем не углеводороды, а любые удобрения, мочевина, глюкоза и так далее. Очень много видов. В России метанол запрещают, а здесь очень сильная линия метанола. Канистра метанола и вам хватит электричества на неделю, чтобы отапливать дачу. Метанол дешевле спирта. Но в стране у нас из-за алкоголизма он не распространяется. Есть медицинская линия, где на глюкозе крови вставляют кардиостимуляторы и, как атомная батарейка, электричество на глюкозе генерируется, когда кровь прокачивается сквозь имплант-ТЭ.

На этих видах изделий стала развиваться промышленность. На Рисунке 4.4.18 показаны стационарные направления, транспортные направления. В верхней половине видно, что из всего подряд, фактически из всех видов носителей по той или иной схеме можно получать электричество и тепло. Причем, топливные элементы имеют КПД несравнимое ни с чем из традиционной энергетики. 50-60% – это рядовой случай, а 70-80% – перспективно. Киловатты получаются дешевле. Мы потом увидим, кто этим первый воспользовался.

Оказалось, что есть огромные ветви технологий, но раньше это было дорого. Технологии и инвестиционная накачка сделали свое дело, и все технологии в этой группе решений упали в цене примерно в 50 раз. То, что 10 лет назад стоило 100 долларов, сейчас 5 или 2. Вот вся схема этого чуда – см. Рисунок 4.4.20.

Рисунок 4.4.20. Схема протон-мембранного ТЭ



Вот схема топливного элемента, изобретение которого можно приравнять к изобретению микропроцессора или транзистора. По массовости применения он может превзойти многое. С одной стороны – окислитель, с другой стороны энергоноситель того или иного вида и группа катализаторов, которые могут из этих окислителей и энергоносителей вырабатывать электричество. Причем, окислять можно много чего, например, прямое окисление угля. Не сжигание, а окисление дает огромную электроэнергию почти на старых энергоносителях. То есть, можно модернизировать угольные электростанции под эту технологию. Технология практически уже испытана, лидируют немцы.

Таблица 4.4.1 показывает, чем ТЭ отличаются. То, что годится для мощной энергетики, например, не годится для транспорта и так далее.

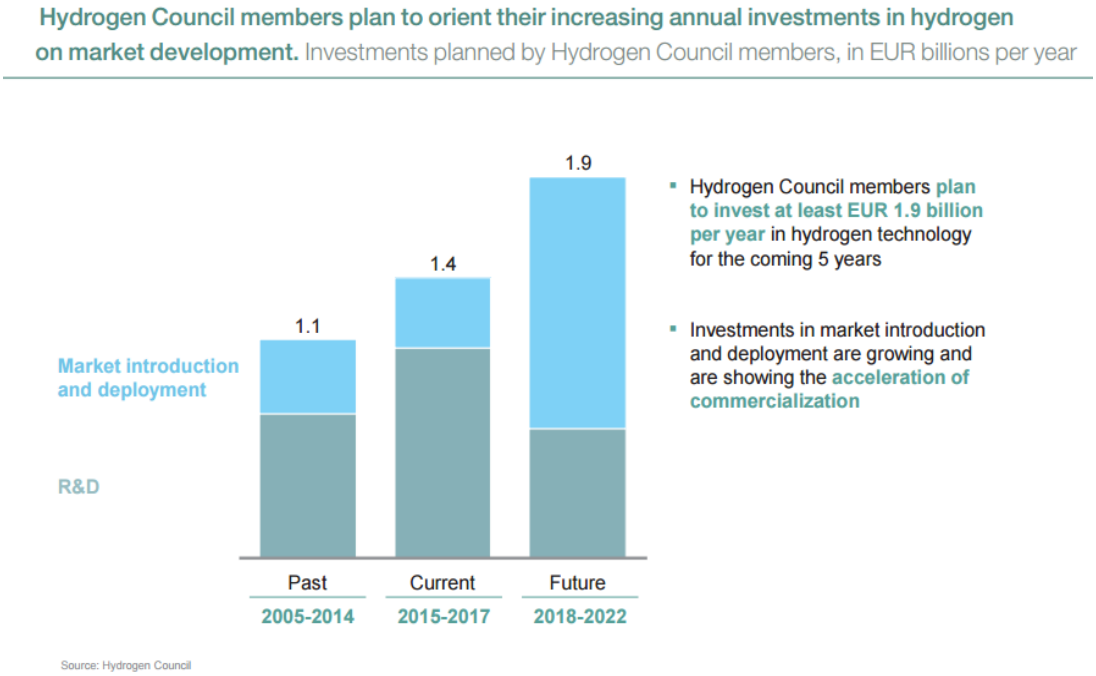
Таблица 4.4.1. Различия видов ТЭ.

критерии	ФАПЧ	РКТЭ	ТОТЭ	PEFC
электролит	Фосфорная кислота	Расплавленная карбонатная соль	керамический	полимер
Рабочая Температура	375 ° F (190 ° C)	1200 ° F (650 ° C)	1830 ° F (1000 ° C)	175 ° F (80 ° C)
Топлива	Водород (H_2) Реформат	H_2 / CO / реформат	Реформат H_2 / CO_2 / CH 4	H_2 Реформат
риформинг	внешний	Внешний внутренний	Внешний внутренний	внешний
окислитель	O_2 / Воздух	CO_2 / O_2 / Воздух	O_2 / Воздух	O_2 / Воздух
КПД	40-50%	50-60%	45-55%	40-50%

Есть такая FCH 2 JU – это ассоциация, расшифровывается как Fuel Cell and Hydrogen 2 Joint Undertaking. Это мощнейшая организация, которая накрыла всю Европу своими технологиями, документами, патентами и так далее. Она помогает развиваться науке и развивает водородную энергетику во всех частях. От транспорта до стационарных и масса других применений.

На Рисунке 4.4.21 мы видим, как они инвестировали деньги.

Рисунок 4.4.21. Инвестиции FCH 2 JU



Автомобильные компании обратили внимание на водород и ТЭ уже давно, и в 2017 году в Давосе на ежегодном форуме собрались все фактически мировые автопроизводители и решили, что такое перспективное дело, надо довести до конца и начать выпускать водородный транспорт. Могут задать вопрос: а как же Илон Маск? Существует жесточайшая конкуренция Маска с этой

линией. Маск питает автомобили от своих аккумуляторов, здесь транспорт возит на себе энергоноситель. Можно возить не только водород, а многое другое, чем сейчас и занимаются. На обывательском уровне считается, что водород опасен, но решение давно найдено. Эта мощная группировка транспортных компаний, в которую вошли транспортные компании – Мерседес, Тойота и другие, все 14 компаний, будут инвестировать по полтора миллиарда долларов в год, чтобы усовершенствовать энергетические параметры двигателей. В основном они инвестируют в долговечность и цену.

Базовая модель у Тойоты – Тойота Мирайя вышла на рынок, в Америке, в Калифорнии на ней уже много кто ездит, ее начали компании выпускать в серийное производство - удешевляется примерно втрое. Там трансмиссионное железо не нужно, нужен только электромотор, колеса и кузов, и сам источник энергии. Поэтому с Илоном Маском они конкурируют по показателю EROI, конкурируют и по деньгам. Они пока Маска обгоняют. Но Маск не будет сдаваться. Кстати, уже найдена возможность для сотрудничества — комбинированные автомобили: у машины и аккумуляторы, и водород. Маск на всякий случай поставит на свои автомобили водород, а японцы или корейцы на водородную машину — аккумуляторы.

Конкурируют многие компании: от нефтекомпаний до таких, как Air Liquide – это самая большая фирма по производству водорода в мире. Гонка уже идет 10 лет. Сначала был замкнутый круг: транспорт надо заправлять, а заправок нет, поэтому машины не продают, а так как машины не продают, заправки не строят. Наконец Европа начала массово строить заправки. В Америке было централизованно придумано несколько проектов и как оводородить США: где ставить заправки, учитывая дороги. Это крупная инфраструктурная сеть. Есть NREL специальная лаборатория, которой выделяют огромные субсидии, и которая просчитала до миллиона всяких точек, где, выгодно ставить заправки. Все это координируется, то есть случайно никто не работает. Хочешь случайно – пожалуйста, но конкурировать с паровым катком очень тяжело.

В Америке развиваются быстрее всех два штата – Калифорния и Коннектикут. Калифорния развивается по всем направлениям, а Коннектикут – по энергетике. Сейчас мы подойдем к тому, почему вдруг экономика становится водородной. США на всех своих заводах выпускали 60 миллионов тонн водорода, и вроде сильно объем водорода не прирос. Но зато прирос потенциал, который дает возможность развитию отрасли.

Первым, кто обратил внимание на транспортный водород, стал Китай. Их условия могли поддержать это направление: экология Китая страдала от сжигания угля, кроме того, имелось преимущество — эффект масштаба. Они могут удешевлять за счет эффекта масштаба, что и делают. Они фактически перекупают на корню некоторые американские компании. Когда какой-нибудь город Гуанчжоу говорит: «Закажу у вас для начала 1000 водородных автобусов, а если все хорошо пойдет, еще 10000». Их

масштабы примерно в 10 раз больше, чем в Европе. Китайцы являются драйвером развития водородной энергетики, делают рынок сбыта. Им надо всё, у них откуда-то появились деньги. Более того, университеты Китая вдруг выбились в лидеры и начинают обгонять в теории лаборатории манхэттенского проекта.

Япония не уступает Китаю. Синдзо Абэ запустил национальную программу по переходу к водородной энергетике. Направлений очень много. Все программы называются программами декарбонизации, отказываются от углерода, от углеродного выхлопа, от углеродного следа. Они могут позволить себе водородные технологии, учитывая, что у них есть возобновляемые источники. И есть целые программы по сокращению выхлопа. Это Парижское соглашение и другие. Это пока поддерживают все, кроме товарища Трампа. Но он проснется когда-нибудь.

Японцы развивают сеть. Они сказали по программе Абэ, что к Олимпиаде для автотранспорта должно быть построено 20000 тысяч водородных заправок. А к 2030-му году для миллиона водородных машин. Против Теслы они ничего плохого не имеют. Но Тесла по коэффициенту ROE не сильно обгонит водородные машины. Рынок свободный, приходи с электричеством, приходи с водородом, приходи с аккумуляторами.

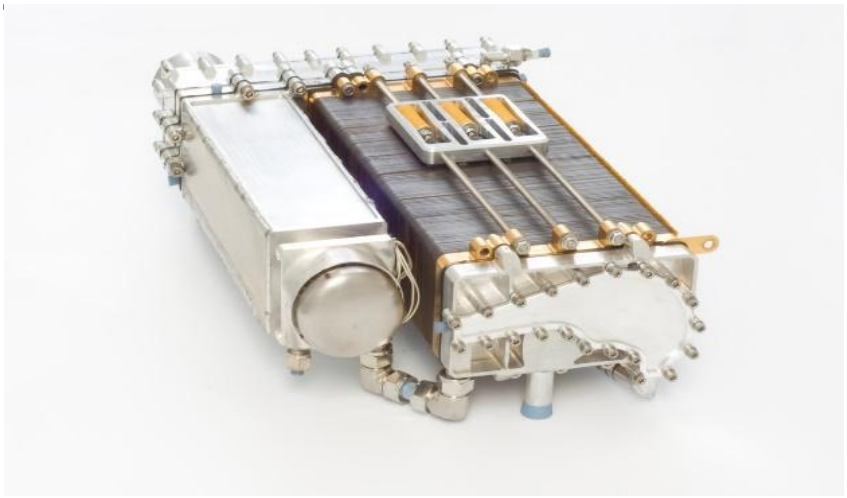
Вот это фото из китайского проекта – см. Рисунок 22. Это водородный велосипед. Их хотят производить по 10 миллионов в год. В Китае 90% населения страны пользуется этим видом транспорта. То, что вы видите, баночку рукой вставляют, это заправка велосипеда на очередные сто километров. На сто километров хватает этой пивной банки. Велосипеды разгоняются до 40 километров в час, больше и не надо. Это силициды. Есть ряд хим соединений, которые можно в универмаге купить, вставить, и ехать.

Есть системы и большие, и маленькие.

Вот так выглядят автомобильные двигатели для водорода. На Рисунке 4.4.23 – двигатель Тойоты, выпускают корейцы и японцы. Размером с обычный кейс. Этот движок имеет мощность 100 кВт. При установленной цене киловатта 20 долларов. Ассоциация, о которой я упоминал выше, в автомобильной промышленности, бьется за 5, что будет дешевле, чем бензиновый и дизельный. Думаю, они успеют это сделать года через 2-3. Важна цена самого движка, технологии бьются над его удешевлением, значит, будет массовое производство.

Рисунок 4.4.22. Водородный велосипед

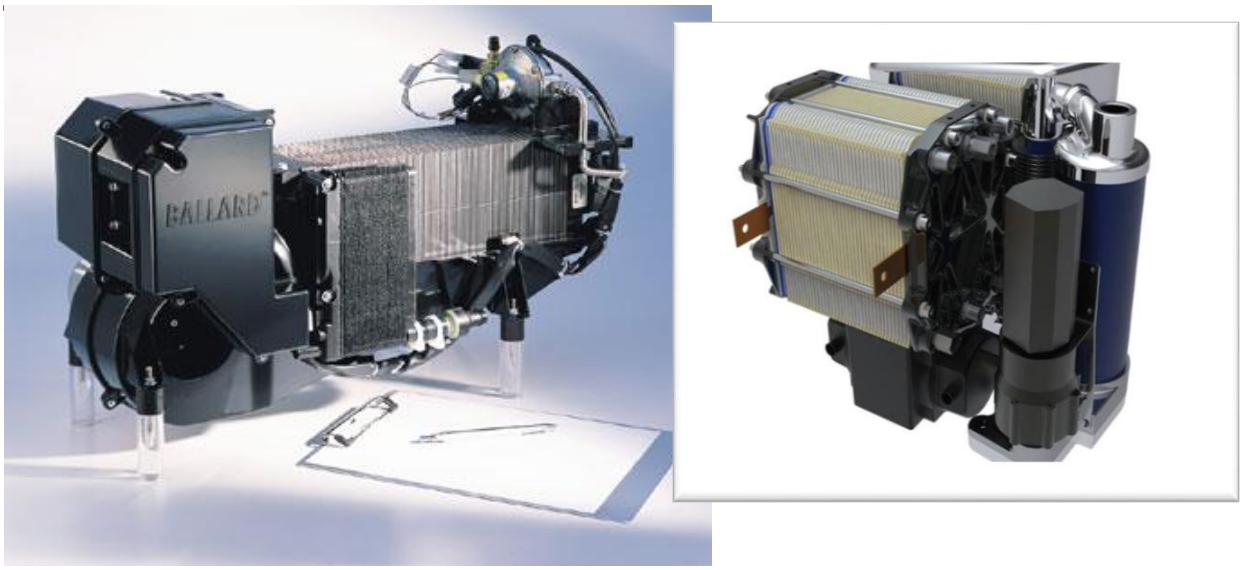
Рисунок 4.4.23. Двигатель легкового автомобиля



По планам Америки, Германии, Скандинавии, Норвегии, Швеции, Голландии, Франции, к 2040-му году дизельные и бензиновые двигатели выпускаться не будут. На чем будем ездить, будем смотреть, но выпускать точно не будем. Почему? Дешево, ремонтопригодно, обслуживания не надо, масел не надо, там практически нет трансмиссии.

На Рисунке 4.4.24 – американский движок – построили в Канаде. Заводы могут в течение 2-3 лет построить, моторов делать по 100-200 тысяч, чтобы выводить на рынок. Буш и Обама поддержали программу – выводить на рынки к 2030-му году примерно миллион автомобилей, а к 2050-му – по 10 миллионов автомобилей. Это при всем при том, что остается инфраструктура бензиновая, газовая и все остальные. Это вторжение в чужие рынки. Трамп пока соблюдает нейтралитет.

Рисунок 4.4.24. Двигатель грузового автомобиля



Что привлекает потребителей? Дешево. Сейчас цены на водородных заправках по галлоновым эквивалентам примерно процентов на 10-15 дешевле, чем бензин. То есть, купил машину, причем, правительство дает субсидию, и катайся. Экономишь 10-20 процентов минимум, а то и больше. Есть транспортная составляющая, она работает на своих компонентах.

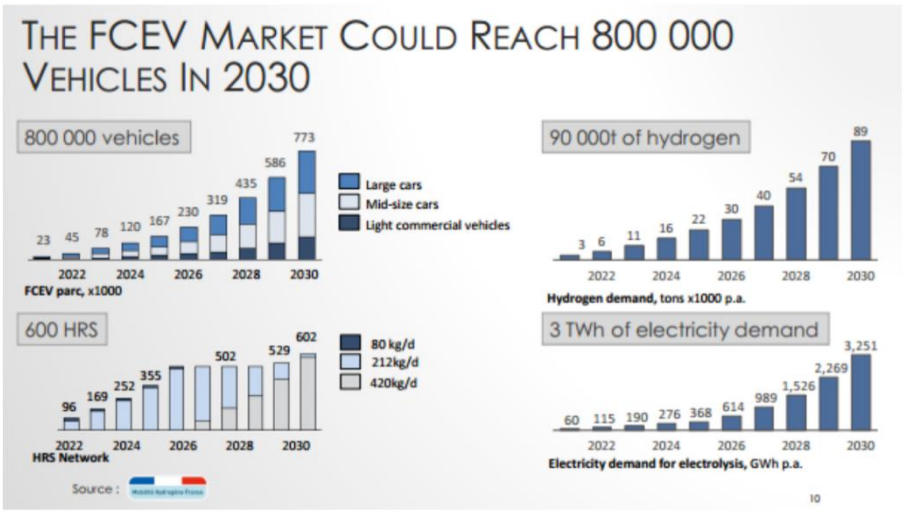
Японцы сейчас разрабатывают новые программы: использование вместо водорода безопасные мочевину или муравьиную кислоту. Работы в разгаре.

Железнодорожный транспорт вышел на обычную эксплуатацию. Это «Дойче Банк», немцы выпускают поезда. Движки там стоят, топливные элементы, примерно по 200 или 400 киловатт. Китайцы на таком поезде ставят уже мегаваттные движки. Водород хорошо хранится. Канадцы сделали сейчас на два года заказ, чтобы выпустить 200 тяжелых транспортных поездов на водороде.

Что ожидается? Ожидается, что во все эти новые сегменты будет водородными. Я думаю, этот график на Рисунке 25 с прогнозом до 2030-го года будет круче раза в два или в три. Потому что все предыдущие проекты опережали прогнозы. Не было никогда, чтобы был прогноз, а потом он провалился. Было наоборот, прогноз был, а оказалось, что его обогнали.

В этом транспортном сегменте в ближайшие годы водород будет нарастать по 2-3 миллиона тонн, то есть либо заводы будут приращивать мощность, либо новые заводы будут строить водородные. А это означает вытеснение старых видов транспорта и уменьшение потребления нефтепродуктов и газопродуктов. Как мы понимаем, водород сейчас чаще производят из газа, но тенденция совсем другая: его делают из воды на местах, из других источников. То есть, газовое потребление падает. Это означает, что газа будут покупать меньше, бензина покупать меньше, начнется перебалансировка рынка.

Рисунок 4.4.25. Прогноз по использованию автомобилей на ТЭ до 2035 года



В эту ассоциацию втянулись все европейские страны. Нет практически в мире никого, кто бы ни втянулся в водородную гонку.

Причем, Австралия – один из лидеров. Италия – страна туристов, она уже испытывает такие автобусы, накатали миллион километров, смотрят, как они в эксплуатации: хорошо, устраивает.

Рисунок 4.4.26. Водородный поезд – называется «Coradia iLint» - будет работать на линии Букстехуде-Bremervörde-Бремерхафен-Куксхафен в Нижней Саксонии, Германия

Транспортный сегмент активно развивается потому, что цена на всю эту технологию с 2010-го года резко упала почти в пять раз. Канадцы делают не только тяжелые поезда, но и такие челночные траки, как на Рисунке 4.4.28.

Есть интересное видео, как на ралли водородные траки соревнуются со старыми дизелями. Мощность двигателя такова, что новые водородные траки разгоняются в три раза быстрее — главное, чтобы колеса держались от пробуксовки.

Рисунок 4.4.27. Фото: Больцано. Флот тестируемых автобусов во время испытательных пробегов. Показатели двигателей проверялись после пробега 1 млн. километров

Рисунок 4.4.28. Канада. Тяжелые ТЭ-траки прошли серийные испытания.

Примерно так же, как электричество у Тесла, заряжается водород. Водородные колонки есть даже для домашнего потребления. Наливаешь ведро воды, включаешь розетку, и она потихоньку накачивает водород в баллон авто.

Огромные транспортные автобусные программы идут и в Европе тоже, не только в Китае.

Развиваются корабли. Норвежцы увидели. Они – поборники экологии. Корабли работают хорошо. Как ни странно, в Норвегии много солнца.

Рисунок 4.4.29. Viking Lady, Норвегия

Огромный потребитель технологий – это военный сектор. Подводные лодки такого плана в Германии функционируют больше 10 лет – см. Рисунок 30. Их очень трудно зафиксировать, поскольку отсутствуют шумящие части.

Рисунок 4.4.30. Подводная лодка U-212 с ТЭ производства Siemens AG

Есть авиационные программы. Для больших тяжелых самолетов технологии применяются вторично, то есть тяговое всё пока остается по-старому, но дополнительная энергетика уже есть. А малая авиация (вместимость до 10 человек) развивается очень быстро. Вот это водородный самолет четырехместный – см. Рисунок 31. Авиационные программы сжирают огромные деньги. Есть водородный самолет фирмы «Боинг» – см. Рисунок 32. Мне он нравится. Фактически это бак водорода, который может летать неделю без подзаправки. Это самолет-дрон. У него шасси тоже дрон, то есть два робота, этот самолет летает без шасси. Когда ему надо садиться, то шасси-дрон выкатывается на взлетную полосу и ловит самолёт.

Рисунок 4.4.31. ТЭ электро-водородный самолёт фирмы Эрбас

Рисунок 4.4.32. Водородный ТЭ-дрон фирмы Боинг

Это армейский американский джип – см. Рисунок 4.4.33. Оказалось, что водородный двигатель, который работает при 80 градусах, совершенно невидим самонаводящимся ракетам и в ночные прицелы.

Рисунок 4.4.33. Хиллари Клинтон тестирует армейский водородный джип

А на Рисунке 4.4.34 танк «Абрамс», который испытывают уже 5 лет. У него основная тяговая установка старая, но ввиду того, что танк половину энергии потребляет не на движение, а на всякие прицеливания и прочее, то у него новые вспомогательные системы.

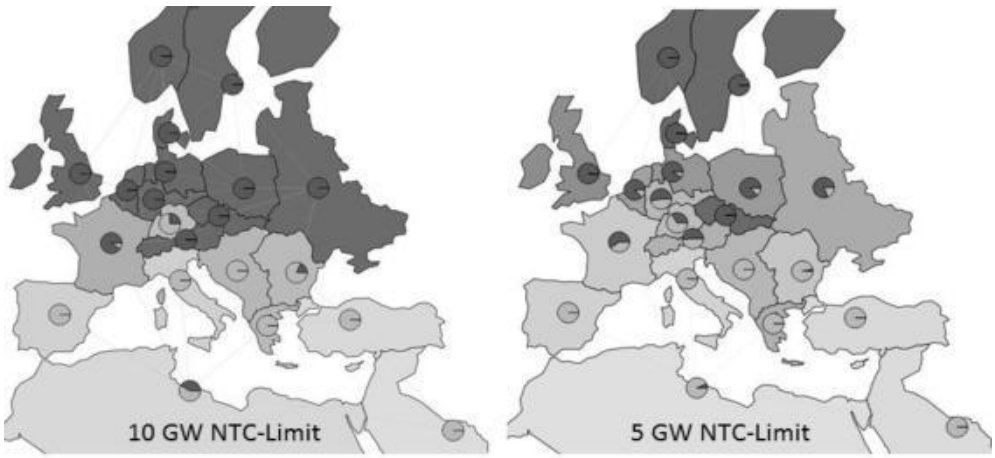
Рисунок 4.4.34. Танк Abrams

Теперь мы перешли к большой энергетике. В нее вложено много инвестиций. Есть Ассоциация, контролирующая системы хранения энергии, мощнейшая лоббистская организация. Они поддерживают развитие смарт-сетей. Если ими правильно управлять, и поставить современные системы хранения, на каждый вложенный доллар можно получить 30 процентов прибыли.

И есть вот такие программы – см. Рисунок 4.4.35.

Рисунок 4.4.35. Единая энергетическая система Европы

-



Перед вами Европа. Проект развивается года три. Хотят сделать единую энергетическую систему Европы, с мощностью управления примерно на 100 ГВт, где есть и хранение, и всё остальное. Причем, этот проект есть с кустами, то есть, есть и глобальные, и локальные оптимизационные пятна. Швейцария, Австрия мало того, что локально оптимизируют у себя энергетику, они еще вливаются в общее европейское пространство. Как показывают оценки, при вводе его в строй Европе потребуется покупать на 10-20 % меньше газа, и это только за счет оптимизации!

Рисунок 4.4.36. Планы Европы

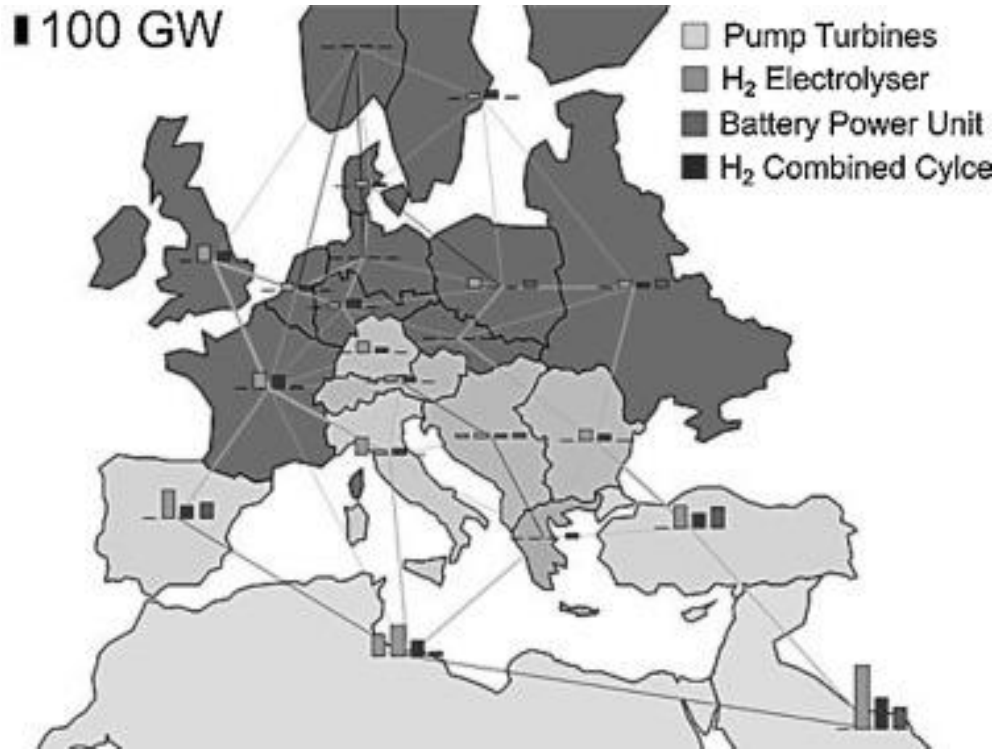
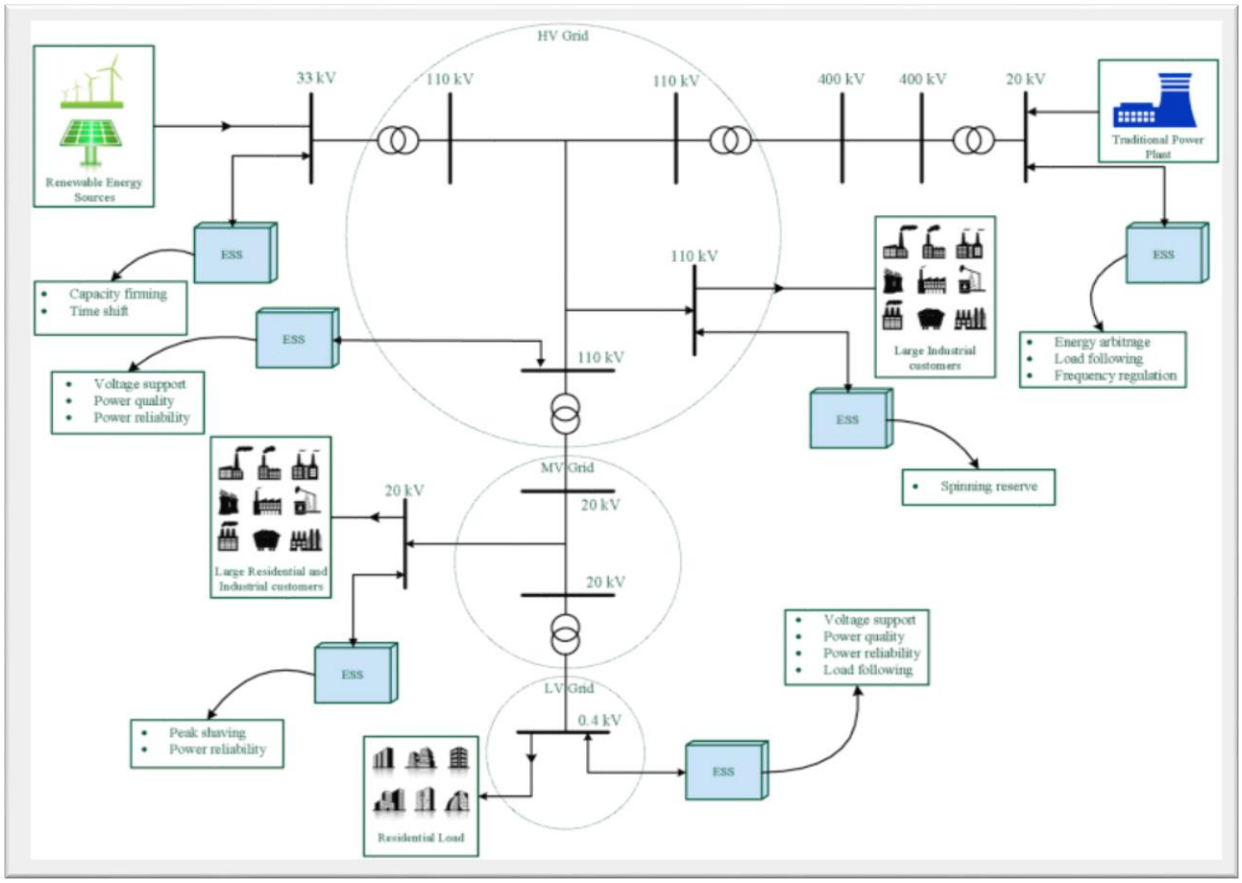


Рисунок 4.4.37. Схема энергосистемы



К сожалению, России до этого ещё далеко.

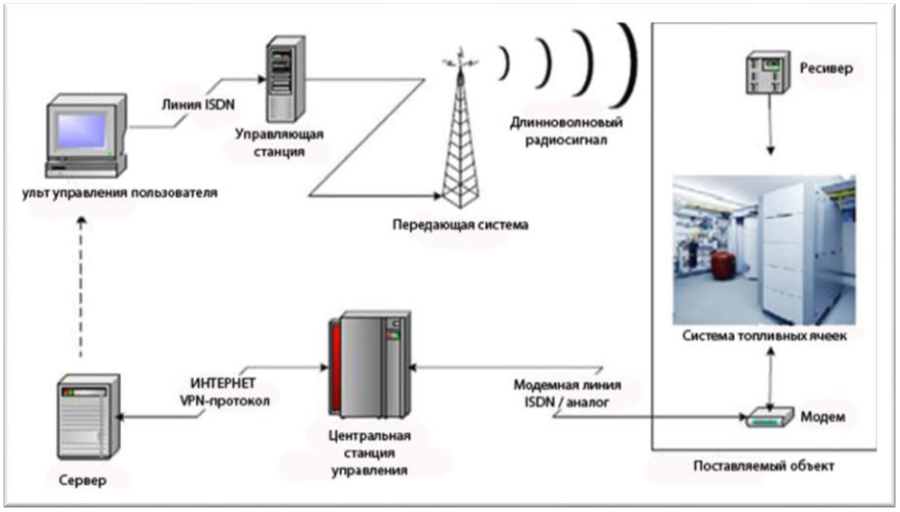
Стоит упомянуть и о распределённой водородной энергетике.

Немцы, фирма «Вейсман». Полностью перекроили свои котлы тепловые, которые стоят в коттеджах, которые ставят в многоэтажных домах. Они перешли на такие ТЭ системы уже официально. Они их делают. То есть вместо котлов, которые жгут газ, генерируют энергию и тепло. Причем, дома фактически могут отказаться от электросетей - не нужно.

Рисунок 4.4.38. Распределенная водородная энергетика

Американцы тоже. Для русских, к сожалению, это дорого было, но года через 3-5 цена КВт.часа в цене упадет раз в 10. Тогда к такой, как по центру установке, ставится она дома, вместо сетевого газа ставится баллон с пропан-бутаном, получаете свое электричество без сетей.

Рисунок 4.4.39. Распределенная водородная энергетика. Схема



Лидер – Япония со своими делами. Она уже целые деревни перевела на такой вид энергообеспечения. Там ситуация обратная. Там подводится газ, и в домах люди получают установки в аренду бесплатно, установки работают, обеспечивают все, излишки электричества такие поселки сбрасывают в сеть назад. То есть, деревня является не потребителем электричества, а генераторами.

Рисунок 4.4.40. Монтаж большой ТЭ-установки

Переходим к большим установкам. Вот так происходит монтаж установки на 400 киловатт: подключают к газу, подключают к розетке, монтаж готов – см. Рисунок 4.4.40. Это электростанция, которую можно ставить посреди города. Граунд Зеро, который выстроили в Нью-Йорке, 4 штуки таких поставили в подвале, от нее нет ни вибрации, ни выхлопов. Они дают электричество. Это не дизеля, которые чадят.

Вот мощная электростанция на полтора мегаватта. Это группа станций, такой блок – это 3 мегаватта. Здесь несколько блоков стоит, они генерируют. Вот так они выглядят в разрезе – см. Рисунок 4.4.42. Корейцы поставили, за 5 месяцев выстроили такую станцию на 60 мегаватт. У корейцев очень удобно делать такие электростанции. Они возят корабельный СПГ газ колесами, сливают в бочки, около каждого города стоят огромные бочки, сливают туда сжиженный газ, и когда надо, он потребляется.

Рисунок 4.4.41. ТЭ-Станция

Из таблицы на Рисунке 4.4.43 видно, сколько к апрелю этого года чего в США понастроили, и какая это мощность. Сколько активных инсталляций, где, какого типа там ставят.

Рисунок 4.4.42. ТЭ-станция в разрезе

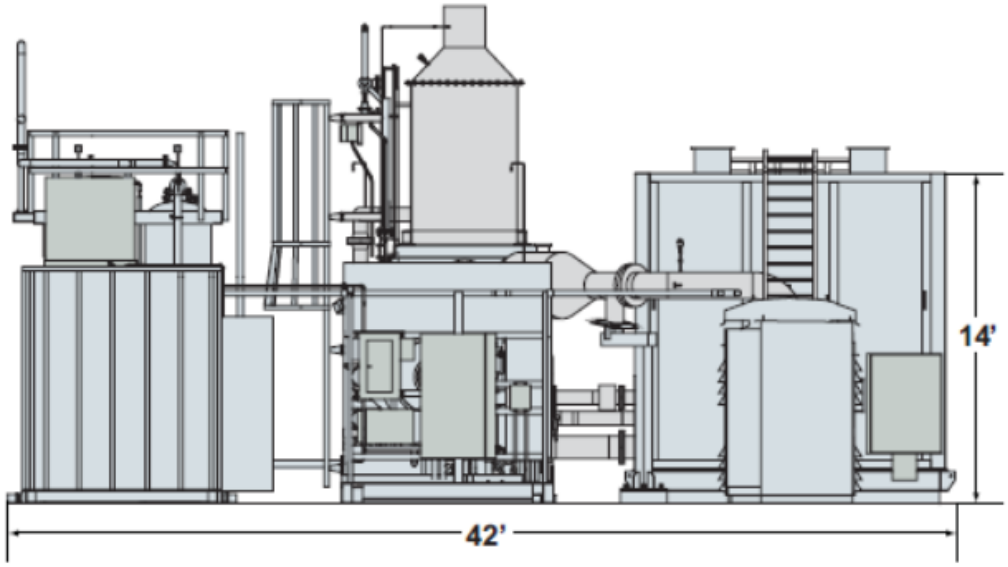


Рисунок 4.4.43. Сводные данные по ТЭ-мощностям в США

Hydrogen Analysis Resource Center: ***U.S. Stationary Fuel Cell Installations***	
Introduction	
About:	This spreadsheet identifies the characteristics of stationary fuel cell installations 25 kW and larger currently known to be operating within the U.S. and planned fuel cell installations that have been publicly announced. Several thousand stationary fuel cell systems smaller than 25 kW that are used for backup power in the telecommunications industry have been installed since 2004. Additional information regarding small stationary fuel cell installations are available in the following documents: 'The Fuel Cell Industry Review 2015'; 'Fuel Cell Technologies Market Report 2014'; and 'Early Stage Market Change and Effects of the Recovery Act Fuel Cell Program'. Updates to this spreadsheet will be released quarterly.
Last Updated:	31.03.2017
Summary:	379 active installations total (271.3 MW) • 280 in California (144.5 MW) • 56 in Connecticut (51.3 MW) • 22 in New York (15.6 MW) • 21 in other states (59.9 MW) Active installations by fuel cell type • 283 SOFC, Solid Oxide Fuel Cell (169.3 MW) • 54 PAFC, Phosphoric Acid Fuel Cell (36.5 MW) • 38 MCFC, Molten Carbonate Fuel Cell (63.2 MW) • 4 PEMFC, Proton Exchange Membrane Fuel Cell (2.4 MW) 15 planned installations total (33.3 MW) • 11 in Connecticut (24.8 MW) • 4 in California (8.5 MW)

Рисунок 4.4.44. Доставка испытанного на заводе модуля на 3МВт на место установки

Рисунок 4.4.45. Доминион Бриджпорт, штат Коннектикут, парк топливных элементов. 14,9-мегаватт

Вот так выглядит, как привозят большую электростанцию – см. Рисунок 4.4.44. Этот кубик. Срок монтажа – двое суток.

Вот так выглядит электростанция в штате Коннектикут в университете Бриджпорта – см. Рисунок 4.4.45. Они отрезались от энергосетей и сидят на своем электричестве, которое получилось вдвое дешевле сетевого.

Абсолютные цифры вроде не делают погоды, но созданный потенциал говорит, что в течение 3-5-10 лет старые технологии будут выдавлены очень сильно, конкурентный потенциал огромный. Старые технологии будут вытесняться такими водородными технологиями. И если вы хотите успеть за миром – действовать надо уже сейчас. ●

День 5

Климатическое регулирование

Юлкин Михаил Анисимович,
Генеральный директор Центра экологических инвестиций

Коллеги, у нас время ограничено, а тема необъятная. С этого года мы с моей коллегой Екатериной Близнецкой ведем в МГИМО курс, который называется «Климатическая политика стран мира», это 12 лекций и семинаров. Курс, который мы читаем для специалистов промышленных предприятий, называется «Изменения климата и управление выбросами парниковых газов» – это день, а то и два. Мне нужно уложиться за 35-40 минут, чтобы вы потом еще меня могли о чем-то спросить.

Для начала давайте поговорим о том, что климат меняется. Потому что говорить про климатическое регулирование, не сказав несколько слов про то, что происходит с климатом, было бы странно. Рисунок 5.1.1 – это картинка 5-го оценочного доклада МГЭИК, называется она Межправительственная группа экспертов по изменению климата.

Рисунок 5.1.1. Доклады МГЭИК

https://www.ipcc.ch/home_languages_main_russian.shtml

Группа многонациональная, есть и российские специалисты. Принципиально важно: эта организация ничего сама не придумывает. Она занимается только обзором статей и материалов, находящихся в реферируемых журналах, на основании этого готовит рекомендации для лиц, принимающих решение, и так далее. Обновление обзоров делается с периодичностью где-то раз в 5 лет.

Рисунок 5.1.2. Что происходит с климатом в мире

Все, что мы сегодня знаем про климат, обобщено в этом докладе («Глобальное изменение климата и глобальное потепление»). Важно обращать внимание на региональные дифференциации, потому что изменение климата в разных регионах происходит по-разному. Если смотреть в среднем по планете Земля, то идет потепление, потому что растет температура поверхностного слоя атмосферы, растет температура океана. На планете становится жить теплее. Все графики, которые я здесь привожу, графики из Пятого оценочного доклада. Они определенно говорят о тех трендах, которые мы сегодня наблюдаем.

Что принципиально важно? Про климат больше всего известно, что он все время меняется. Хотя по определению климат – это устойчивые типы погоды, повторяющиеся. На самом деле, эти устойчивые типы погоды очень неустойчивые. Если мы посмотрим на протяжении жизни планеты Земля, то климат все время меняется: есть длинные волны, есть короткие волны. Есть разные изменения климата. То, о чем мы говорим сейчас, это изменение климата за последние 150 лет. Это короткое изменение климата. Есть волны, связанные с обледенением и так далее. Есть циклы, связанные с деятельностью солнца. Есть циклы, связанные с изменением орбиты Земли и так далее. Эти вещи мы пока убираем. Это длинные волны. Мы говорим о краткосрочном изменении, которое мы наблюдаем здесь и сейчас на фоне глобальных многовековых трендов.

Рисунок 5.1.3. Изменение климата в графиках

График на Рисунке 5.1.4 показывает, что до промышленной революции все еще было у нас ничего, а после нее случилось то, что случилось. И это заставляет задуматься о том, что же послужило фактором этих изменений.

Рисунок 5.1.4. Температурные аномалии

Отклонение среднегодовой температуры поверхности Земли (суша + океан) от средней за 1951–1980 гг.

Рисунок 5.1.5. Климатические изменения в Арктике

В Арктике теплеет быстрее всего, там тают льды. В Антарктиде тоже стали происходить неприятные процессы — огромная льдина откололась, это несколько миллионов квадратных километров. Видно, что льды уходят, становится теплее, климат очевидно меняется.

Рисунок 5.1.6. Что происходит с климатом в Арктике

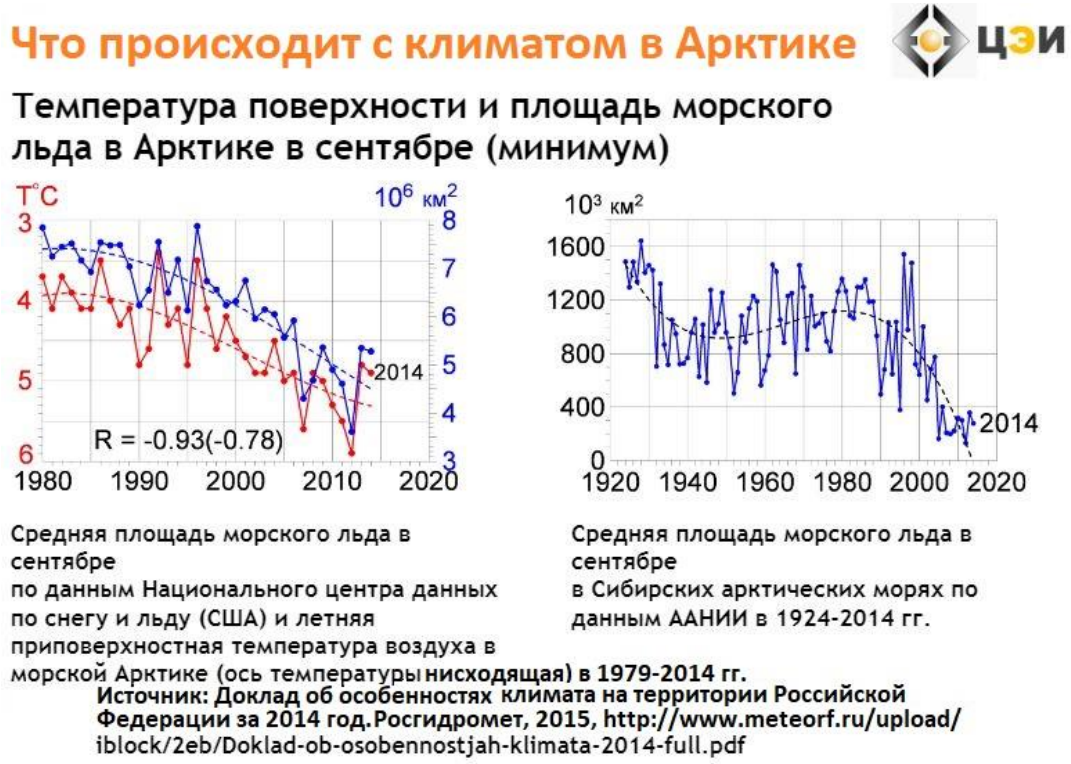


Рисунок 5.1.7. Что происходит с климатом в Арктике-2

Рисунок 5.1.8. Доклад Росгидромета, 2014 год

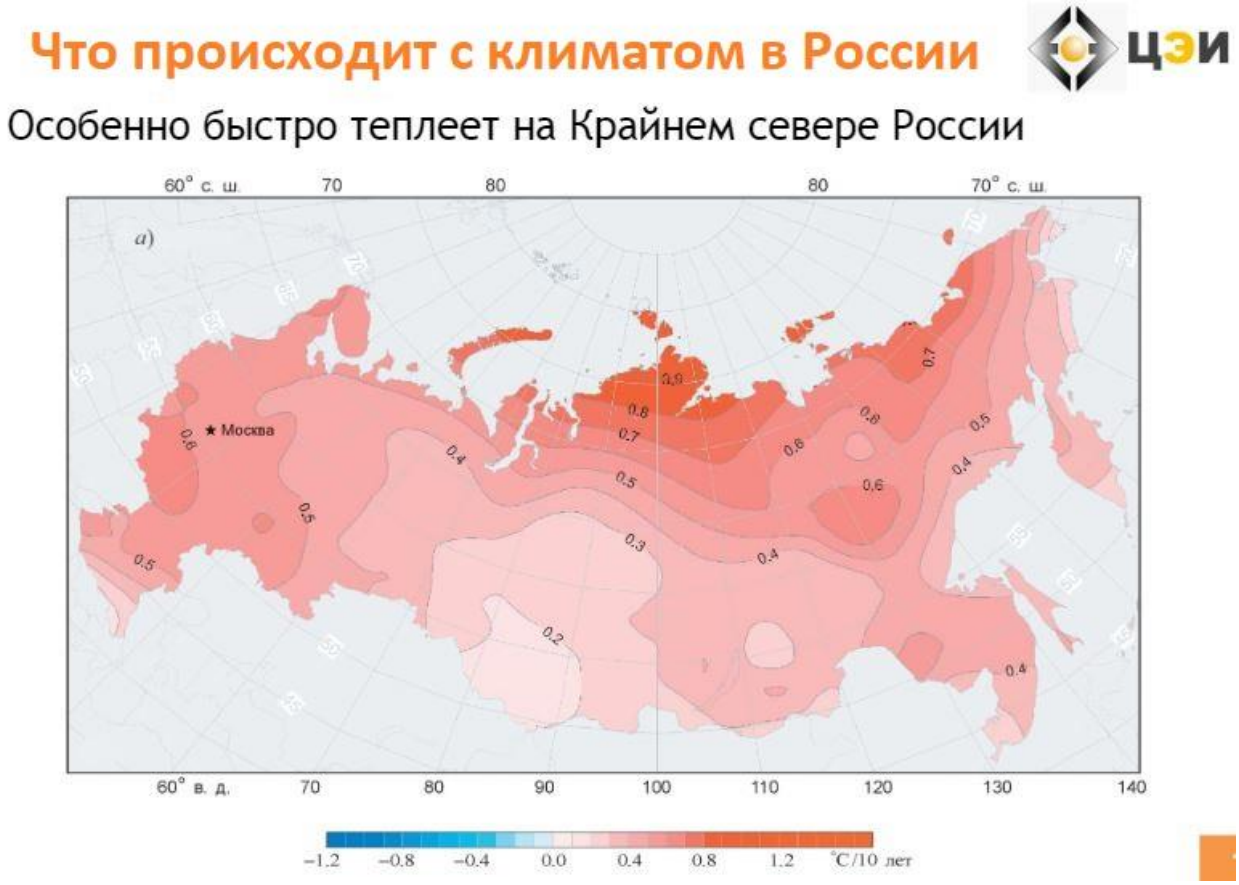
Рисунок 5.1.9. Что происходит с климатом в России

Обращаю внимание, помимо того, что есть международная группа экспертов, есть еще регулярно издаваемые доклады нашего Гидромета на тему о тенденциях изменения климата на территории РФ. Доклад вышел в 2014-м году. Тоже очень любопытный материал, где рассматривается изменение климата в России на фоне глобального изменения. Из него видно, что климат в России меняется быстрее: мы — северные территории. Это по регионам. Чем севернее, тем быстрее климатические изменения происходят.

К чему это ведет?

- С 1976 г. на всей территории России наблюдается потепление как в целом за год, так и во все сезоны, кроме зимы
- Между 1976 и 2014 гг. среднегодовая температура в среднем по России росла в среднем на 0,42°С за 10 лет
- Быстрее всего среднегодовая температура растёт на побережье Северного Ледовитого океака (более 0,8°С за 10 лет, Таймыр)
- Если говорить о сезонах, то наибольший прирост температуры отмечается весной (в среднем на 0,58°С за 10 лет)
- Зимой в ряде регионов наблюдается падение температуры: на крайнем северо-востоке, на юге Сибири (до -0.54°С за 10 лет), в Забайкалье

Рисунок 5.1.10. Что происходит с климатом в России-2



Мало того, что происходит рост температуры и связанные с этим изменения, происходит еще и то, что климатологи почти официально называют нервозностью климата, то есть экстремальные климатические проявления становятся все чаще и сильнее. Какие? Ураганы, наводнения, засухи, волны жары, пожары, гибель лесов. Про гибель лесов надо отдельно сказать. Это, если мне память не изменяет, северные и архангельские леса. Они себе жили спокойно, пока не потеплело. Когда там потеплело, завелся короед, который раньше не зимовал – из-за суровых архангельских зим он не выживал. А сейчас он спокойно выживает, поэтому тысячи гектаров земель остаются обглоданными.

Есть проблемы с пресной водой, проблема с распространением инфекционных заболеваний. Совсем недавно в Подмосковье в Битцевском парке обнаружили сирийского дятла. Если дятлы перемещаются, то, понятно, что инфекция с юга на север тоже перемещается. И гораздо быстрее, чем дятлы. Говорят про миграцию разных видов насекомых, в том числе инфекционных. Недавно было сообщение про малярию в Москве.

Рисунок 5.1.11. Данные о стихийных бедствиях в мире

Рисунок 5.1.12. Данные о стихийных бедствиях в России

На Рисунках 5.1.11 и 5.1.12 представлены данные о стихийных бедствиях в мире и России. Количество неприятных климатических явлений, связанных с метеорологическими условиями, растет, наносится ущерб, который посчитать довольно сложно. Есть разные оценки. Это то, что я видел по количеству преждевременных смертей, то есть **убыль населения 400 000** человек в год. А по объему экономического ущерба – примерно **1,2 триллиона** долларов в год. Или **1,6%** глобального ВВП мы теряем из-за климатических изменений. Этот ущерб связан, главным образом, со стихийными бедствиями.

Какие факторы влияют?

- Есть естественные:
    - Изменение орбиты Земли
    - Солнечная активность
    - Вулканическая деятельность (извержение вулканов)
- Антропогенные
    - Деградация земель и сведение лесов
    - Аэрозоли (напр., сернистый ангидрид от сжигания угля)
    - Озон
    - Прочие парниковые газы

Если вы кликните по **ссылке, то перейдёте на сайт Блумберг**[1]. Там показаны в сравнении графики, что было бы с температурой Земли, если бы действовал только какой-то отдельный фактор. Я просто хочу обратить внимание на то, что часто говорят, и совершенно неправильно, это про вулканическую деятельность. Всем почему-то кажется, что с вулканами связано большое количество всяких выбросов, и именно из-за них климат теплеет или может теплеть. Это фундаментальное заблуждение. Из-за вулканической деятельности климат холодает. Проблема в том, что вулканы выбрасывают в атмосферу серосодержащую пыль, которая отражает солнечные лучи. В итоге, мы из-за деятельности вулканов имеем похолодание. Если вулканы очень большие, мы имеем длительное похолодание.

[1] What's Really Warming the World? Bloomberg. URL: **http://www.bloomberg.com/graphics/2015-whats-warming-the-world/** (дата обращения: 17.12.2017)

Рисунок 5.1.13. Парниковые газы

Если бы я мог нажать на этот график, вы бы увидели, что основные факторы, которые влияют на климатические изменения, это антропогенные выбросы **парниковых газов**. Про парниковые газы надо сказать то, что их наличие в атмосфере делает возможной жизнь на Земле. Это очень важно понимать. Во всем есть разумная мера, и есть неразумная мера. Парниковые газы в меру хороши, потому что, если бы не они, температура на Земле была бы примерно на 30-35 градусов ниже, жить было бы невозможно. Но именно потому, что есть парниковые газы в атмосфере, которые поддерживают тепловую подушку вокруг Земли, жизнь становится возможной.

На Рисунке 5.1.13 показано, как этот эффект выглядит. Проходят солнечные лучи, избыточное тепло отражается от Земли, инфракрасное излучение попадает на эти парниковые газы и отражается обратно. Почему парниковые? Если представить себе традиционный парник, – пленка, затянутая над грядками – ровно тот же самый принцип. Тепло попадает внутрь, отражается от поверхности и застревает, поэтому в парнике тепло. Ровно такой же парниковый эффект создают некоторые газы в атмосфере.

Рисунок 5.1.14. Баланс тепла

На Рисунке 5.1.14 показан баланс тепла, чтобы было понятно, как работают парниковые эффекты. Я специально привел график теплового обмена между атмосферой и поверхностью Земли. В этом кружочке все время накапливается тепло. Но все хорошо в меру, когда накапливается слишком много, то жить становится невозможно.

Виды парниковых газов

Основными парниковыми газами, в порядке их воздействия на климат, являются **водяной пар**, **углекислый газ, метан** и **озон**.

- Самый распространенный в атмосфере парниковый газ – это **водяной пар**. Часто можно услышать, что парникового газа так много, что никакая человеческая деятельность… и т.п. Водяной пар – это единственный парниковый газ, который умеет **конденсироваться**, поэтому его содержание в атмосфере примерно постоянное. Если получается дополнительный пар, происходят естественные испарения, они возвращаются с водой. Этот водообмен между поверхностью Земли и атмосферой примерно находится в балансе. Если испаряется чуть больше, то чуть больше и конденсируется. Все остальные парниковые газы не умеют конденсироваться, поэтому они там застревают надолго.

Однако вклад человека в глобальный баланс пара, как и озона, остаётся практически незаметным. Кроме того, воздействие на озоновый слой уже регулируется Монреальским соглашением.

Поэтому в связи с глобальным изменением климата чаще всего говорят про **углекислый газ (**CO_2, не путать с CO) и **метан** (CH_4).

- Второй по распространенности парниковый газ – это **углекислый газ**. Это как раз то, что мы с вами все время выбрасываем. Во-первых, когда мы дышим. Но это не так страшно. Во-вторых, и самое неприятное, что мы делаем, – мы вынимаем углерод из земли, сжигаем его, и он оказывается в атмосфере. Если вспомнить, что углерод, который находится в земле, раньше был в атмосфере много лет назад, то теперь мы вдруг большими количествами выбрасываем его обратно. Экологическая система земли не успевает его обратно переваривать. Слишком долгий был процесс захоронения и слишком быстрый процесс возвращения обратно. И к этому слишком быстрому процессу возвращения обратно природа не приспособлена. Из-за этого мы имеем повышение концентрации и содержания углекислого газа и некоторых других газов в атмосфере.

- В-третьих, закись азота (N_2O), гидрофторуглероды (ГФУ), перфторуглероды (ПФУ), гексафторид серы и другие.

Единицы измерения парниковых газов

- Концентрация парниковых газов в атмосфере измеряется количеством частиц на миллион (ppm) или на миллиард (ppb)

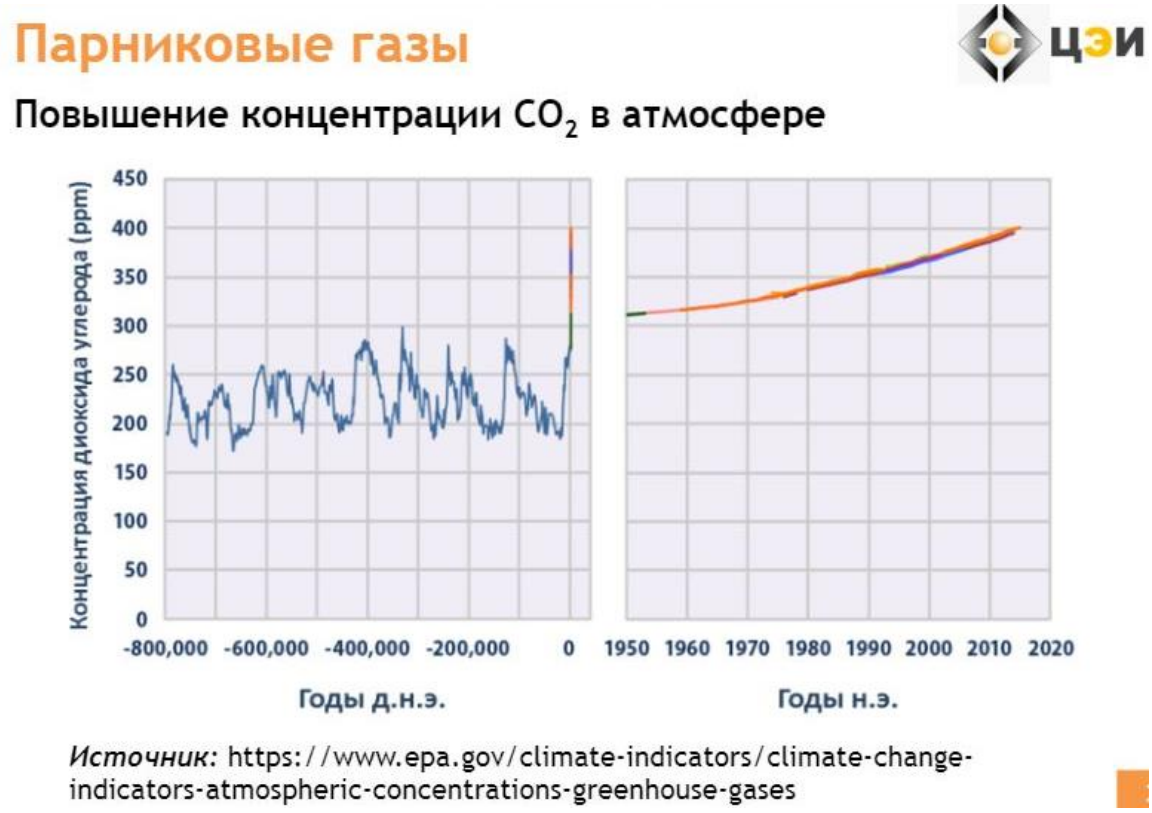
- Выбросы парниковых газов в атмосферу измеряются в метрических тоннах и в **тоннах CO_2-эквивалента**, отражающих меру воздействия этих газов на климатическую систему.

- Газы имеют разную степень влияния на климатическую систему. Поэтому пересчёт в **CO_2-эквивалент** производится с использованием специальных коэффициентов глобального потепления – **global warming potential** (**GWP, потенциал глобального потепления**), которые показывают, во сколько раз 1 тонна данного газа сильнее воздействует на климат по сравнению с одной тонной углекислого газа. CO_2 считается единицей по степени воздействия, все остальные, соответственно – больше. Для метана GWP_{CH_4} = 25 т CO_2-экв. /т., для закиси азота это – 298, для некоторых видов парниковых газов, типа гидрофторуглерода, это – тысячи, 11000, 27000 эквивалента на одну тонну физического соответствующего вещества.

Что происходит с содержанием углекислого газа в атмосфере? Накануне промышленной революции, конец 19-го века, это было приблизительно 270-280 ppm (parts per million), а сейчас – 400, а в этом году уже рекорд – 410. Много это или мало – это

вопрос дискуссионный. И вообще, можно ли считать, что повышение температуры на 1 градус – это много, и это опасно – тоже вопрос дискуссионный. Простое сравнение: средняя температура человеческого тела 36,6. Если у вас 37 – вы больны. То же самое происходит с экологической системой Земли. Повышение на 0,7-0,8, а сейчас уже говорят на 1° – это довольно много, это явные признаки заболевания. Можно говорить, когда последний раз была такая концентрация, по Земле ходили мамонты.

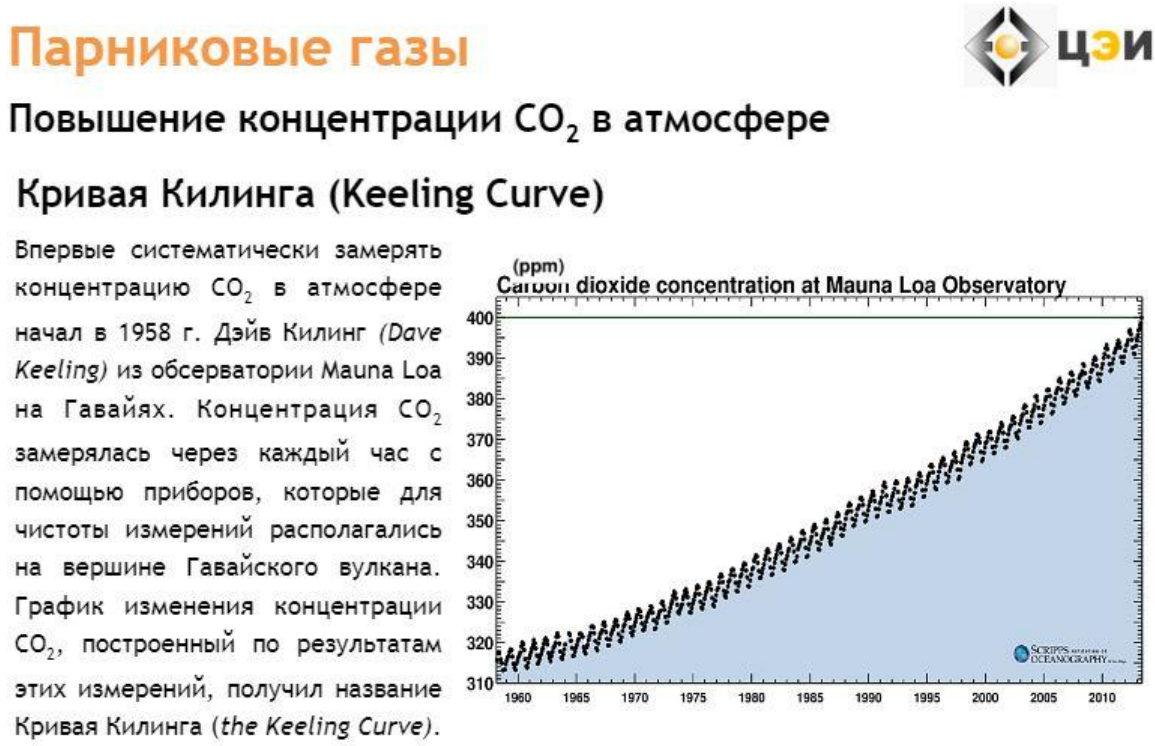
Рисунок 5.1.15. Повышение концентрации углекислого газа в атмосфере



На Рисунке 5.1.15 показана динамика изменения концентрации парниковых газов на Земле. Особенно интересен график на Рисунке 16, который показывает концентрацию CO_2 последние 800 000 лет – видите, что происходит? Впервые наблюдения за содержанием CO_2 в атмосфере стал делать метеоролог по фамилии Килинг.

Что делает человек? Какие нарушения он вносит в естественный кругооборот парниковых газов в атмосфере? Он делает две вещи: во-первых, он, сжигая топливо, выбрасывает CO_2, но не только. Есть еще промышленные процессы, просто их удельный вес относительно меньше – примерно процентов 20 по отношению к выбросам, связанных со сжиганием ископаемого топлива. Во-вторых, он убивает те элементы экосистемы, которые поглощают углерод – леса. В итоге получается, что мы выбрасываем больше, а поглощающую способность одновременно убираем, вырубая леса. И это вносит нарушения, которые приводят к росту парниковых газов в атмосфере. Вполне антропогенные причины.

Рисунок 5.1.16. Кривая Килинга



Тут тоже есть масса рассуждений. Если взять в целом объем газообмена между Землей и атмосферой, то вклад человека очень маленький. Если вы смотрите на средние цифры, то да. Но если вы понимаете, что изменения – это, на самом деле, уравнение в частных производных, т.е. совокупный прирост есть частная производная, умноженная на прирост каждого фактора, приблизительно. Самый большой фактор, который изменился, – это антропогенный выброс (53 млрд. тонн CO_2-экв. в год). Да, на фоне средних больших цифр эта – маленькая, но это самое большое приращение.

Кто сколько выбрасывает?

Крупнейшими эмитентами выбросов ПГ в мире являются:

- Китай – 24,5% глобальных выбросов ПГ
- США – 13,9% глобальных выбросов ПГ
- ЕС – 9,8% глобальных выбросов ПГ
- Индия – 6,7% глобальных выбросов ПГ
- Россия – 5,2% глобальных выбросов ПГ
- Япония – 3,0% глобальных выбросов ПГ
- Бразилия – 2,3% глобальных выбросов ПГ

Так было не всегда. В 1990-м году и в 1992-м году, когда подписывались первые климатические соглашения, пропорция

была наоборот. На первом месте были развитые страны, потом – развивающиеся. Но жизнь переменилась за последние 20-25 лет, и самый большой объем выбросов сегодня у очень быстро развившегося промышленного Китая – примерно 1/4 глобальных выбросов сегодня приходится на Китай, который имеет очень невыгодную структуру топливного баланса. Он в основном сжигает бурые угли, со сжиганием которых связаны основные выбросы ПГ в атмосферу.

Если считать ЕС единым образованием, то Россия на 5-м месте. Если ЕС брать по частям, тогда мы на 4-м. Примерно 5% выбросов мы пропускаем.

Выбросы парниковых газов в России

- Между 1990 г. и 1998 г. выбросы ПГ в России сократились более чем на 40% в связи с коллапсом экономики

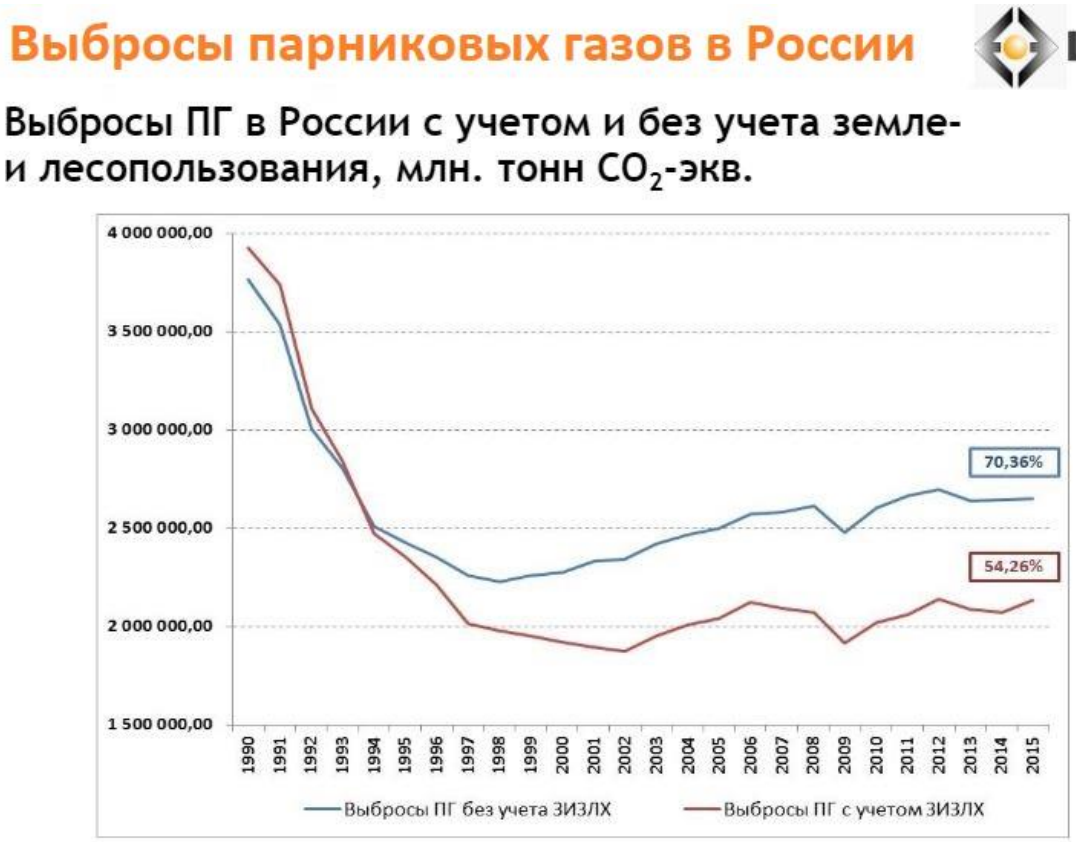
- После 1998 г. выбросы ПГ росли вместе с ростом экономики и вместе с падением экономики падали. Сокращать выбросы при одновременном росте экономики мы пока не научились. Хотя в ЕС и США это уже норма

- В 2015 г. выбросы ПГ без учета земле- и лесопользования (ЗИЗЛХ) составили 70,36% от выбросов 1990 г., а с учетом земле- и лесопользования – 54,26% от выбросов 1990 г.

- Есть уже последние данные как мы себя ведем по сравнению с девяностыми годами. Есть два способа подсчета выброса парниковых газов: с поглощением и без поглощения. С поглощением – это красная линия на Рисунке 5.1.17. Мы сегодня примерно на 45% ниже того, что выбрасывали в 1990-м году. Если брать без поглощения, без лесов и учета их поглотительной способности, тогда мы сократили собственные выбросы процентов на 30.

А по некоторым другим показателям у нас не все в порядке. Прежде всего, по объемам выбросов на душу населения – у нас третье место. Экономика у нас слабенькая, но очень энергоемкая. И сжигаем мы относительно нашего количества населения слишком много парниковых газов, почти как американцы. Это, конечно, говорит об энергонеэффективности нашей экономики.

Рисунок 5.1.17. Выбросы парниковых газов в России



Теперь про соглашение. Проблема глобальная и решать ее приходится глобально. На Рисунке 5.1.18 я написал только про Парижское соглашение, но, наверное, имеет смысл напомнить хронологию событий. Впервые про климат заговорили в конце восьмидесятых прошлого века. Первые исследования на эту тему появились в середине пятидесятых. Причем, у истоков стояли советские ученые, в частности Михаил Иванович Будейко, который впервые сказал, что температура будет расти несмотря на то, что тренды в обратную сторону. Он уверено связывал это с выбросом парниковых газов.

Всерьез заговорили об угрозе – это примерно 70-80-е годы. Тогда такой был тренд. Была целая серия докладов Римскому Клубу о пределах глобального экономического роста. На волне этих исследований появились наработки и исследования о том, что парниковые газы – это не совсем безобидно из-за последствий. К концу восьмидесятых стало понятно, что последствия такие есть. На саммите Земли – это 1992-ой год, Рио-де-Жанейро – была подписана рамочная конвенция ООН об изменении климата. Очень рамочная. В ней сказано, что есть такая проблема, и мы все должны этим озаботиться и обеспечить безопасный уровень содержания CO_2 в атмосфере и парниковых газов. Что это такое, кто его может определить – было неизвестно.

Это был 1992-ой год, а в 1994-ом документ вступил в силу. В 1997-ом году к этой рамочной конвенции был подписан так называемый Киотский протокол. И там впервые было сказано: а давайте мы хотя бы как-нибудь попытаемся ввести ограничения. Поскольку апелляция шла к 1991-1992-му году, то развитые страны

фактически взяли на себя обязательство ограничить выбросы. Наши обязательства тогда были спокойны – не превысить уровень 1990-го года. У ЕС было, по-моему, минус 8%, а США минус 10%. Американцы потом не стали ратифицировать. Стало понятно, что это сделать возможно за счет энергоэффективности, энергосбережения, использования альтернативного топлива и так далее.

Проблема с Киотским протоколом была с самого начала из-за того, что обязательства были только у развитых стран, а у бурно развивающегося Китая, который вырвался в лидеры, и у многих других развивающихся стран – Индии, Латинской Америки – никаких ограничений не было. С самого начала в документе была заложена бомба — глобальные выбросы таким способом сократить нельзя. Поэтому сразу же было принято решение, что надо со временем документ пересмотреть и придумать что-то новое. Все долго готовились к Копенгагенской конференции 2009-го года. Были огромные ожидания, подготовили огромный фундаментальный договор на 200 страниц, который прописывал все на свете, и конференция благополучно провалилась. Потому что, когда собираются 200 стран, физически просто невозможно обсудить 200 страниц. Там было несколько президентов, они пришли к маленькому четырехстраничному соглашению о том, что никто от темы не уходит, мы продолжаем над ней работать – вот и весь смысл.

После этого полностью поменяли весь секретариат рамочной конвенции по климату. Вместо голландца Ива Дебоера пришла мексиканка Кристиана Фигейрес. В итоге, получилось Парижское соглашение, которое состоялось в 2015-м году. В 2016-ом году его подписали 190 с лишним стран. И неожиданно в 2016-ом же году все его ратифицировали. Этого никто не ожидал, потому что на ратификацию Киотского протокола ушло 8 лет. Последнюю точку поставила Россия, которая сначала говорила нет. Этим мы и дали путевку в жизнь Киотскому протоколу. А с Парижским соглашением все получилось без нас. Мы еще не ратифицировали, а документ уже вступил в силу.

Фактически получилось так, что формально Киотский протокол все еще действует, но поскольку там обязательства у очень ограниченного количества стран, он действует номинально. А фактически с момента вступления в силу все ориентируются на Парижское соглашение и на те цели и задачи, которые в нем сформулированы.

Правда, Трамп сказал, что он выходит, но там такая замечательная история – там есть четырехлетний период выхода. Вы не можете хлопнуть дверью сразу. 4 года проходят ровно на следующий день после истечения первого срока президентских полномочий. Поэтому неизвестно, Америка успеет выйти из соглашения или не успеет. Но самое интересное, что в самой Америке масса штатов, масса городов, масса народу, бизнеса подтверждают свою приверженность. То есть, Трамп вышел, а Америка – нет.

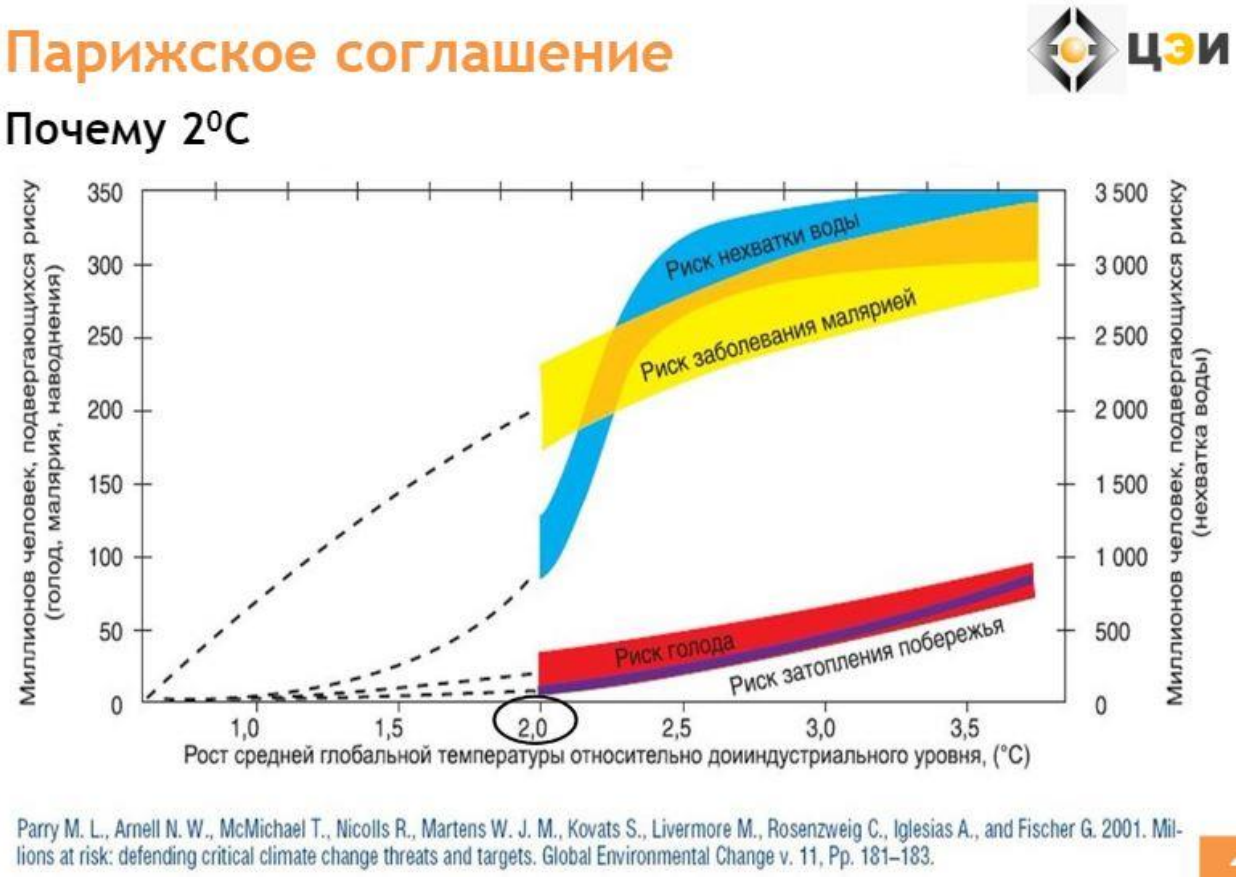
Рисунок 5.1.18. Парижское соглашение

О чем Парижское соглашение? Некоторые говорят, что оно очень мягкое. Главное — адаптация к изменениям климата. Что надо иметь в виду? Во-первых, надо сокращать выбросы. С вредными выбросами мы стараемся бороться, с отходами. Не надо мусорить. Это такой же вид отходов, на которы раньше мы внимания не обращали, а теперь обратили.

Второе: надо, конечно, адаптироваться. Если прямо сейчас у вас ноль будет по выбросам, все равно огромное количество парниковых газов мы уже выбросили в атмосферу. Уйдет довольно много времени прежде, чем все вернется в прежнее состояние. Это может растянуться на десятки лет. Но сократить выбросы сразу не получится. Вы же не можете перекрыть сразу все трубы, на это уйдет какое-то время.

В Парижском соглашении сказано так: на то, чтобы уйти от выбросов сегодняшних к ситуации без выбросов, отводится приблизительно полвека. То есть во второй половине 21-го века выбросы должны стать нулевыми. Человечество не должно оставлять никакого климатического следа от своей деятельности. Это – цель, которая сформулирована в Парижском соглашении. Одновременно климатическая цель – сделать хотя бы так, чтобы температура не выросла больше, чем на 2 градуса. Возвращаемся к человеческому телу, 36,6, а там будет 38,6. Идея – давайте сделаем, чтобы не больше, чем 38,6, желательно, чтобы было не больше, чем 38. Так примерно сформулировано. Немного цинично, но все прекрасно понимают, что сразу и сходу этого сделать нельзя. Поэтому одновременно предусмотрено большое количество мер, в том числе, денежных по поддержке малоразвитых стран, особенно уязвимых стран, которые все равно пострадают. Какие-то острова будут затоплены, где-то будет проблема пресной воды. Всем этим людям нужно будет помочь переселиться, дать воду и так далее.

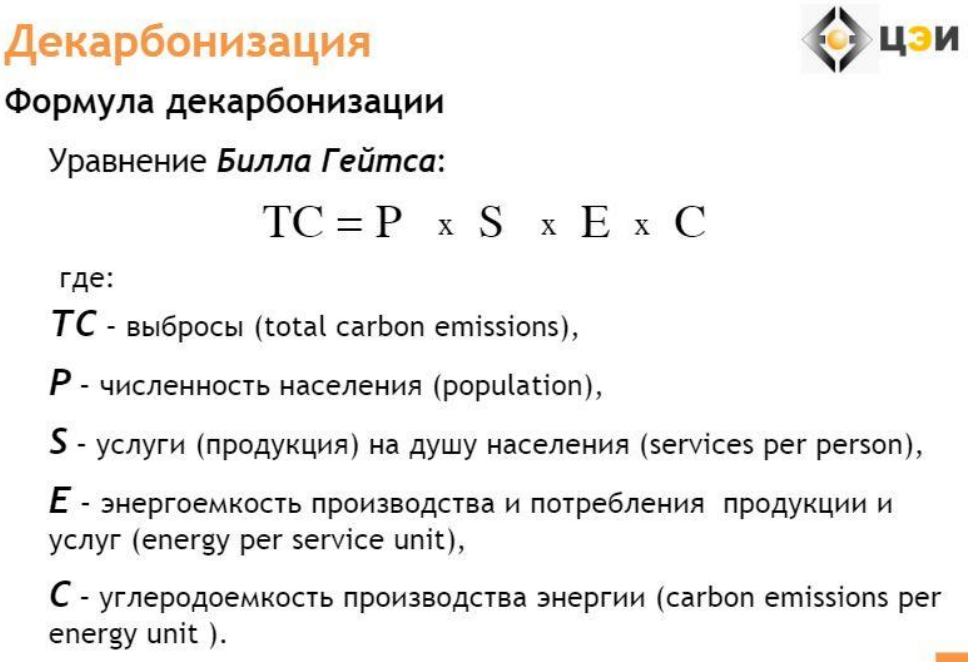
Рисунок 5.1.19. Парижское соглашение. Почему 2°С.



Кто и что должен делать? Этот принцип называется общей, но **дифференцированной ответственностью**, которая существует в рамках ООН. Развитые страны должны больше, чем развивающиеся. Считается, что какое-то время они развивались за их счет, поэтому сейчас должны предпринимать более решительные меры, чем развивающиеся страны. Это означает, что развитые страны должны сокращать выбросы здесь и сейчас, немедленно. А у развивающихся стран есть еще возможность наращивать какое-то время с выходом на пик, а потом снижать. Так сформулировано в Парижском соглашении, и это вполне себе разумно.

Теперь – как снижать? Посмотрите на формулу на Рисунке 5.1.20, она очень наглядна. Что такое глобальные выбросы парниковых газов антропогенного характера? Население на Земле будет расти, росло и будет продолжать расти. “S” – это благосостояние, услуги (services), продукты, все, что дает современная цивилизация людям. “E” – энергоемкость производства и потребления этих продуктов и услуг на единицу от этого блага, которое производит наша экономика – мы потребляем. “C” – это карбоноемкость производства энергии. То есть выбросы, связанные с производством энергии 1 гигаджоуля или 1 гигакалории.

Рисунок 5.1.20. Формула декарбонизации



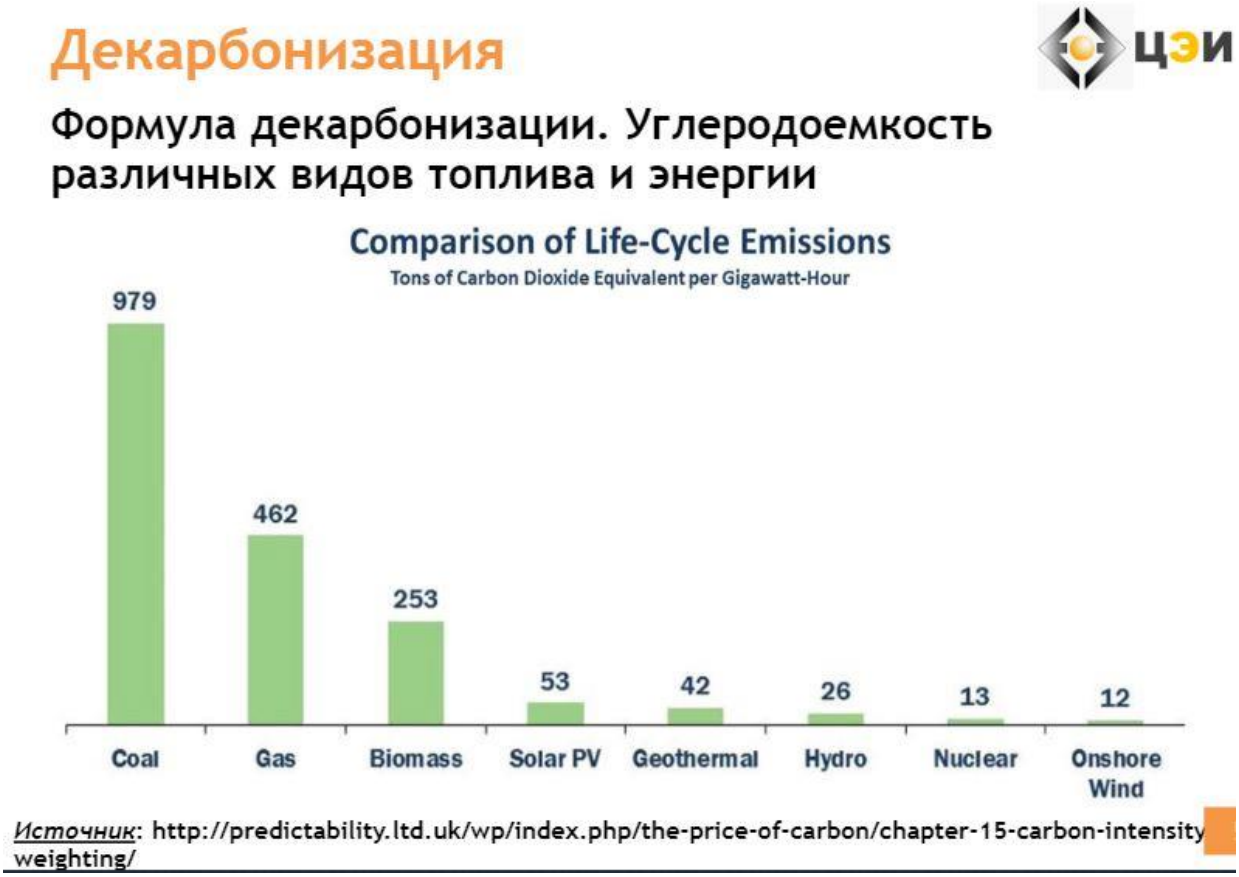
Если смотреть на эту формулу – как сокращать выбросы? Понятно, убивать население мы не собираемся, оно будет расти. Кто-то сказал, надо убирать “S”. Сейчас мы привыкли к тому, что экономика растет, поэтому мы говорим в терминах экономического роста, а кто-то мне предлагал сделать экономическое сокращение: мы потребляем слишком много, надо сделать потребление меньше. Это, мне кажется, странное мышление, то есть давайте все обратно в пещеру. Это все-таки противоречит, мне кажется, основам современной цивилизации, этого не случится. “S” тоже будет расти. За последние 200 лет благосостояние на планете Земля, выросло, в среднем, в несколько десятков или сотен раз.

Дальше – энергоемкость производства и потребление благ. Тут очень популярный вопрос. Это одновременно энергоэффективность, энергосбережение. Тут что важно иметь в виду? Этот фактор, конечно, надо снижать. Есть понимание, что такое умный дом, что такое пассивный дом, дом, который не потребляет энергию, а который потребляет ее в минимальной степени, обеспечивает нормальный теплообмен за счет конструктивных особенностей и дизайна. Но есть один нюанс. Если ваш автомобиль потребляет мало топлива, то у вас в семье два автомобиля. То есть, вот эта “S” сама есть функция от “E”. Чем меньше энергии вам нужно, тем больше вы стремитесь потреблять продуктов, которые связаны с производством или потреблением энергии. Когда у вас был холодильник типа ЗИЛ, он был у вас один. Теперь у вас холодильник, например, финский, у вас может быть холодильник и еще морозилка. Поэтому с “E” не очень. И когда говорят, «давайте мы будем концентрироваться на энергоемкости производства», всегда есть сомнения, что это приведет к снижению потребления электроэнергии. Скорее всего, это приведет к увеличению производства и увеличению потребления продукта.

Если говорить с любым производственником, он будет думать так же. Для него энергетика – это узкое место. Он это узкое

место убирает и производит больше продуктов. Остается только энергоемкость производства продукта – “С”. Тут можно, конечно, этот углерод улавливать, но очень дорого и не понятно, куда его дальше девать. Есть идеи, что «давайте старые угольные шахты, можно в Марианскую впадину куда-нибудь закачивать или еще куда-то». Да, но очень дорого. А есть альтернативные источники энергии, которые на протяжении жизненного цикла выбрасывают мало. По графику на Рисунке 5.1.21 понятно, что надо двигаться от угля, который слева, самый карбоноемкий вид топлива, туда, в правую сторону, где ветровые, солнечные станции. Ветровые станции, шельфовые, оффшор, которые уже в море стоят, потому что с ними связано меньше всего выбросов.

Рисунок 5.1.21. Углеродоёмкость различных видов топлива и энергии



Есть большой проект – глубокая декарбонизация глобальной экономики. Она делалась по 16-ти странам. Есть оценки, что можно сделать в ближайшее время, уже основываясь на существующих технологиях, если бы их можно было применить одновременно здесь и сейчас. И очень важно, если мы хотим обеспечить 2 градуса и не больше, соответственно, уйти от ископаемого топлива, тогда мы должны оставить в земле 80% разведываемых запасов угля. А говорят, что в России разведано на 800 лет. Нельзя это выбрасывать, если мы все-таки о климате беспокоимся. Примерно половина разведываемых запасов газа и нефти, то есть грубо говоря, дальнейшие разведывательные операции, связанные с поиском новых месторождений, теряют смысл вообще, потому что даже то, что есть, это перебор.

Кстати, французы с этого года прекратили выдачу лицензий на разведку недр нефти.

Рисунок 5.1.22. Потенциал и возможности глубокой декарбонизации

И еще к вопросу о том, насколько важна энергетика в климате. Если вы обратили внимание, большая двадцатка собиралась в этом году в Гамбурге По мотивам этого мероприятия они приняли так называемый Гамбургский план действий. Очень интересно, в каком порядке дальше стоят слова. Он называется «В сфере климата и энергетики для целей развития». Впервые климат оказался впереди энергетики. Я думаю, это совсем не случайно. Наши журналисты, комментирующие этот документ, по инерции написали, что это план действий в области энергетики и климата. Нет, он в области климата и энергетики, как способа решения климатических вопросов. Это принципиально важно.

Что надо делать? Прежде чем регулировать, прежде чем управлять, надо разобраться с субсидиями. Кстати, в этом плане действий G-20 на первом месте стоит «в среднесрочной перспективе пересмотреть и отказаться от всех неэффективных способов субсидирования традиционной энергетики, которые создают ложные стимулы к использованию невозобновляемых источников энергии». Более того, уже есть информационный обмен между Китаем и Европой, Китаем и Америкой о раскрытии сведений о субсидировании традиционной энергетики с целью принятия потом симметричных и согласованных мер по демонтированию этих субсидий. Это было, кстати, еще и в рамочной, самой начальной конвенции по климату. Но тогда этим

никто не занимался, а сейчас это сформулировано, как основная задача.

Много ли мы субсидируем в традиционную энергетику? Приблизительно 6 триллионов долларов в год. Причем, считаются субсидии не только бюджетные, а вообще всякие. Например, люди платят своим здоровьем, которое не компенсируется, есть преждевременные человеческие смерти, связанные с выбросом монодисперсных частиц от сжигания того же угля. Если все вместе посчитать, получается примерно 6 триллионов долларов в год традиционной энергетики. ВИЭ такие субсидии пока еще не снились.

Рисунок 5.1.23. Субсидии в энергетической отрасли

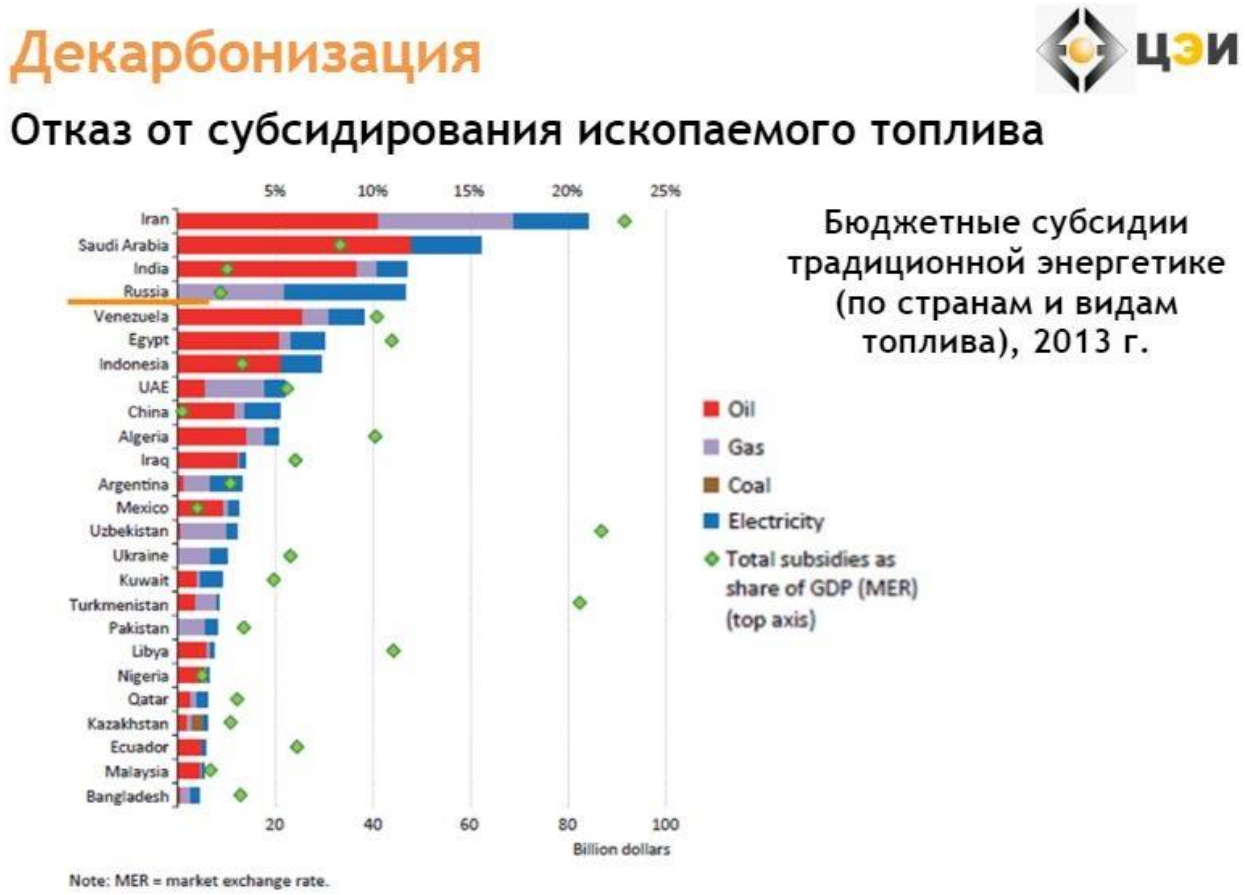
Субсидии в энергетической отрасли, всего и по видам энергетических ресурсов

Источник: http://www.imf.org/external/pubs/ft/wp/2015/wp15105.pdf

Сегодня получается так, что тем, кто выбрасывает, мы доплачиваем, что прямо противоречит задаче. Если задача убрать выбросы, то перестаньте платить тем, кто выбрасывает. А субсидии фактически и есть скрытая форма поддержания выбросов. Поэтому, прежде всего, конечно, надо отказаться от субсидий. Но это не так просто сделать.

Раз мы считаем, что вредные вещества оказывают негативное воздействие на экономику и на человека, значит, это должно стоить денег. Ты не платишь тем, кто выбрасывает, а ты берешь деньги с тех, кто выбрасывает. Есть разные оценки, сколько сегодня стоит тонна эквивалента. Самая большая, которую я видел, 220 долларов за тонну эквивалента, рассчитанная стэндфордским университетом. Есть целая куча книг про углеродную цену.

Рисунок 5.1.24. Бюджетные субсидии по странам



Теперь, что происходит? Если от ископаемого топлива надо отказываться, и это считается, скорее, минусом, чем плюсом, соответственно, происходит переоценка стоимости компаний. Если у тебя большие углеводородные запасы, и ты хвастаешься этим, то твоя капитализация падает. Это называется обесценивающимися активами. Я сказал, сколько должно остаться в земле. Если это не будет никогда добыто, а у вас баланс именно это, то ровно в этой же степени падает ваша экономическая оценка. Поэтому начинается обесценивание традиционных активов и бегство капитала – **divestment**. Если раньше люди инвестировали в какие-то ценные бумаги, то теперь они дивестируют, т.е. выводят деньги из ценных бумаг.

Самый, мне кажется, интересный пример дивестиций такого рода – это выход благотворительного фонда Рокфеллеров из акций ExxonMobil. Если мы вспомним, что ExxonMobil – это когда-то была компания StandardOil, которая лежала в основе благосостояния Рокфеллеров. Теперь на очередном витке они выводят свои капиталы из этой компании. Мне кажется, это очень показательный пример, как замкнулся круг. Рокфеллеры инвестируют в «зеленую» экономику.

Есть тоже масса книг, посвященных этому движению. Кто-то уже считает, сколько людей, компаний заявили, что они выходят. Выведено из активов уже 2,5 миллионов долларов. Последний сильный ход, по-моему, это был шведский пенсионный фонд — очень крупный, который одновременно вышел из активов ExxonMobil и Газпрома. Это вроде бы не страшно, не такая большая

доля была, на самом деле. Но пенсионные фонды – это главные источники инвестиционных денег в мире, поэтому такое поведение пенсионных фондов влияет на поведение других. Инвестиционные менеджеры начинают думать: «Пенсионный фонд не хочет вкладывать деньги туда, и я, пожалуй, не буду рекомендовать».

Более того, уже вышел какой-то специальный документ по поводу этики инвестиционных брокеров. Они обязаны предупреждать об углеродных рисках при инвестировании в углеводородные компании. Их лишают лицензии, если они этого не делают. Начинается такой интересный процесс.

Куда деньги поступают вместо традиционной энергетики? Посмотрите на Рисунок 5.1.25 Они поступают в «зеленую» энергетику. Если смотреть по инвестициям, то уже нельзя называть «зеленую» энергетику альтернативной, потому что основной объем инвестиций идет туда. Примерно две трети. Если ваши инвесторы в основном инвестируют в «зеленую» энергетику, то странно называть ее альтернативной.

Рисунок 5.1.25. Глобальные инвестиции в возобновляемую энергетику

Рисунок 5.1.26. «Зелёные» инвестиции по странам

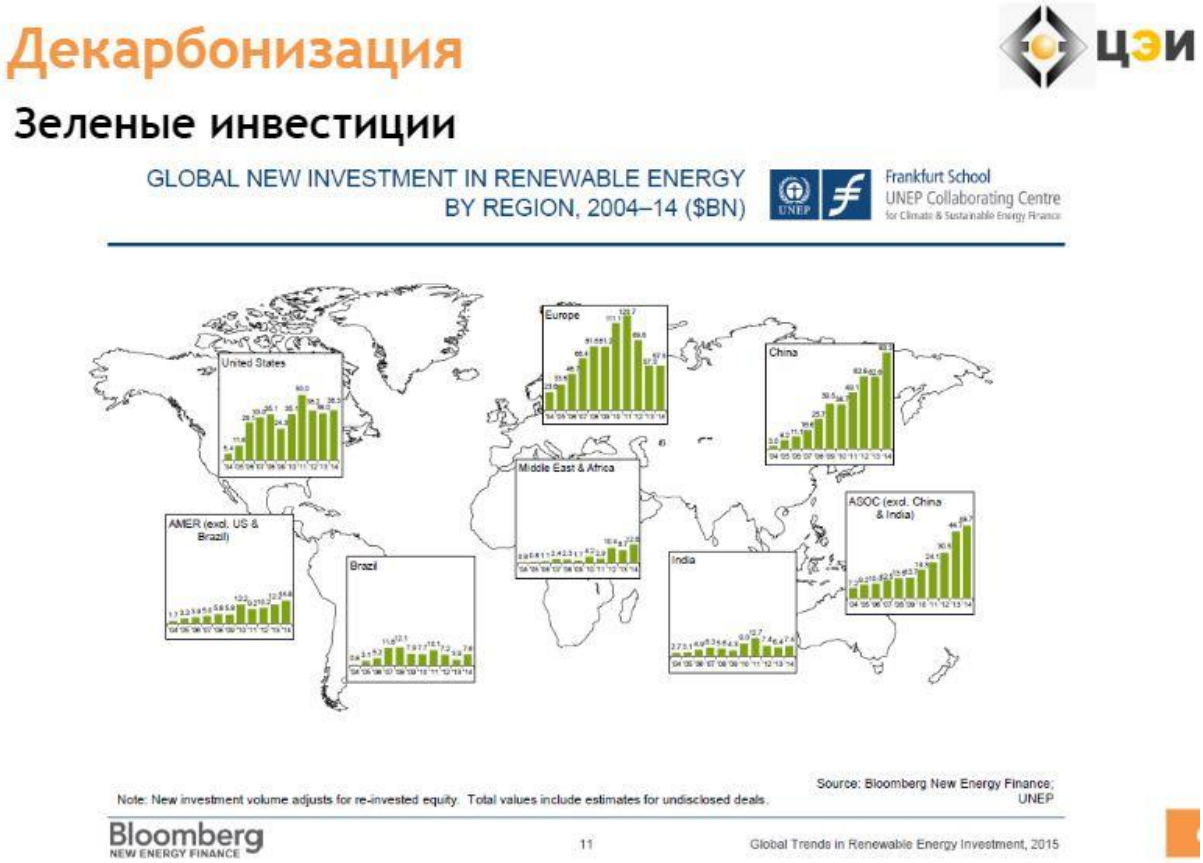


Рисунок 5.1.27. Рост мощностей ВИЭ

На Рисунке 5.1.26 – инвестиции по странам и континентам. Видно, что еще лет 10 назад лидерами были развитые страны, а сегодня пальму первенства перехватили развивающиеся. Самым большим инвестором в «зеленую» энергетику является Китай, который является лидером и по производству, и по использованию ветровых турбин и солнечных батарей. Здесь только печальная большая белая середина с правой стороны – там ничего не происходит пока. В остальном мире довольно много происходит.

Вот еще график – см. Рисунок 5.1.27. Это рост мощности ВИЭ. Синяя кривая – это факт, все, что справа – это прогноз. Начиная с 1995-го года прогноз ни разу не угадал. Это альтернативная энергетика развивается существенно быстрее, чем любой самый смелый прогноз.

И про регулирование. Зачем надо регулировать и как надо регулировать? Задача заключается в том, чтобы имеющиеся капиталы и ресурсы перебросить из традиционных отраслей, куда они сегодня приходят и где они сегодня сосредоточены, в новые отрасли, которые не производят выбросы.

Задача регулирования не в том, чтобы собрать дополнительные деньги в бюджет, а в том, чтобы обеспечить этот поворот. Регулирование должно иметь смысл, как распределительный рычаг. Это проще всего сделать рыночными способами. Если вы берете деньги за выбросы, а в те сектора, наоборот, деньги переводите, то капитал направляется за деньгами, поэтому во всех странах, где существует углеродное регулирование, деньги не поступают в бюджет. И это самая большая проблема, как сделать это у нас. Потому что у нас, если это делается на государственном уровне, деньги собираются в бюджет и в бюджете обезличиваются. Если будет когда-то принято решение о восстановлении экологических фондов, то среди прочего может быть восстановлен или создан дополнительно углеродный фонд, который будет заниматься этим перераспределением.

«Три кита» углеродного регулирования:

- **Углеродный учёт и отчетность** на уровне хотя бы крупнейших эмитентов выбросов ПГ
- **Цели** (**обязательства**) по сокращению выбросов ПГ исходя из имеющихся технических и экономических возможностей
- **Схемы и механизмы** регулирования выбросов ПГ и поощрения их сокращения.

Методы регулирования выбросов ПГ различаются:

- **По способу воздействия:**
    - Прямые (направлены непосредственно на объект регулирования)
    - Косвенные (опосредованно воздействуют на объект регулирования)
- **По характеру воздействия:**
    - Позитивные (создают положительные стимулы к деятельности)
    - Негативные (создают антистимулы к деятельности)
- **По методу воздействия:**
    - Административные (нормативы, лимиты, разрешения на выбросы)
    - Экономические (на основе **углеродной цены**)
    - Технические (технические требования, стандарты, НДТ, т.д.)

Поговорим об **экономических методах регулирования выбросов.**

- Экономическое регулирование выбросов ПГ основано на идее **углеродной цены**
- Для этого применяются **два основных механизма**:
    - Налоги на выбросы ПГ (carbon tax)
    - Квотирование выбросов ПГ (carbon caps)
- Часто эти два механизма дополняются **механизмами торговли** выбросами:
    - Налоги и торговля (tax & trade)
    - Квотирование и торговля (cap & trade)

Есть налоги и система cap-and-trade, когда вы ограничиваете выбросы и начинаете торговать квотами. Это то, что реализовано в ЕС не очень хорошо, и очень хорошо реализовано в Калифорнии. Это была заслуга Шварценеггера. Сегодня, наверное, лучшая углеродная система регулирования в мире.

Еще есть система тоже в Америке, Регги называется. 10 штатов северо-востока, и в этой системе объединены все их энергосистемы. Там регулируются выбросы парниковых газов от энергетики.

Сколько сегодня регулируется? Сегодня глобально регулируется примерно 12% выбросов по разным странам и континентам – см. Рисунок 28. Задача к 2020-му году – регулировать хотя бы четверть, а к 2030-му – половину. Создается единая система регулирования в Китае, есть система регулирования в Японии, в Южной Корее, в Европе. Была система регулирования, неудачно сделанная в Казахстане. Они собираются ее перезапустить на будущий год – посмотрим, что из этого получится.

Рисунок 5.1.28. Национальные и субнациональные системы регулирования выбросов ПГ

На Рисунках 5.1.29 и 5.1.30 показано, где, кто и как регулирует выбросы парниковых газов сегодня. Это примерно те уровни углеродных цен, которые сегодня уже существуют де-факто в различных странах мира.

Рисунок 5.1.29. Карта национальных и субнациональных систем

Рисунок 5.1.30. Карта национальных и субнациональных систем-2

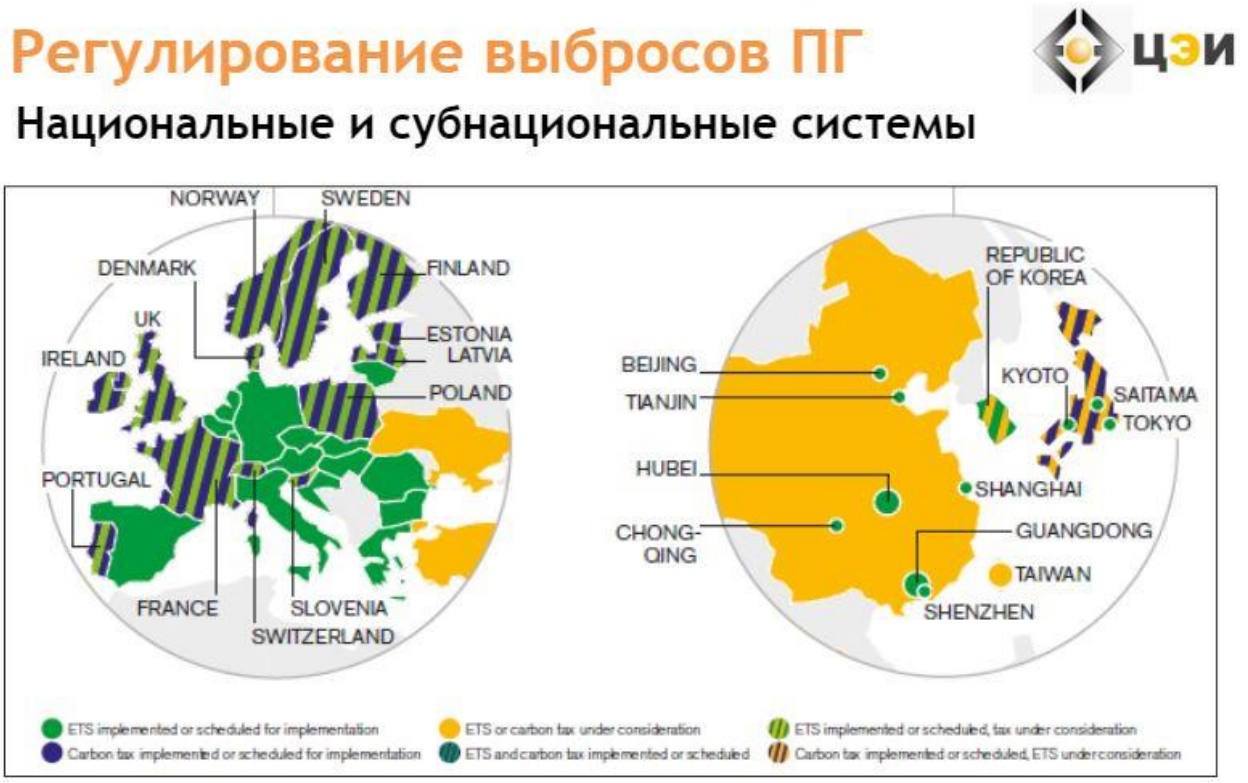


Рисунок 5.1.31. Рекомендуемые для прочтения публикации

В 2016 году вышло два очень интересных обзора – см. Рисунок 5.1.31. Один российский обзор и специальное руководство по углеродным налогам. Хорошие, большие книжки. Ещё рекомендую прочитать «**The 2015 Global Climate Legislation Study**»[2] и «**Emissions Trading Worldwide**», доклад International Carbon Action Partnership (ICAP)[3] за 2016 год.

Что еще делается? Помимо разных систем типа налогов и квот, есть еще прямое техническое регулирование в тех случаях, где с налогами трудно. Например, автомобили в Европе. Если там раньше регулировали потребление топлива на 100 километров пробега, то теперь регулируют выбросы парниковых газов на километр пробега. То есть, когда у вас появляется новый автомобиль, а с каждым годом меняется стандарт, то он должен быть не хуже по показателю, заданному стандартом. Если он хуже, то за вывод этого автомобиля на европейский рынок вы дополнительно платите штраф.

[2] The 2015 Global Climate Legislation Study. A Review of Climate Change Legislation in 99 Countries. Summary for Policy-makers. URL: **http://www.lse.ac.uk/GranthamInstitute/wp-content/uploads/2015/05/Global_climate_legislation_study_20151.pdf** (дата обращения: 17.12.2017)

[3] . International Carbon Action Partnership (ICAP). Emissions Trading Worldwide. Status Report 2016.URL:**https://icapcarbonaction.com/images/StatusReport2016/ICAP_Status_Report_2016_Online.pdf** (дата обращения: 17.12.2017).

Рисунок 5.1.32. Готовность автопроизводителей к требованиям ЕС

Во многих странах уже принято решение об отказе от ДВС. В разных странах по-разному, с 2025-го года, с 2030-го, с 2035-го года. То есть, красивая идея работающего поршня автомобиля уже всё – круг замкнулся, переходим на альтернативные виды тяги, электрической или водородной. На Рисунке 5.1.32 показано, кто успевает за европейскими стандартами, а кто не успевает. Те, кто справа, уже перестроились, а те, которые слева, еще не успевают. Это замечательный рост продаж электромобилей – см. Рисунок 5.1.33, а на Рисунке 5.1.34 – система ICAO, то есть уже авиационные перевозки тоже регулируются внутри этой ассоциации авиаперевозчиков. Похожая вещь еще обсуждается для больших перевозчиков. Уже должны были бы появиться сценарии регулирования выбросов парниковых газов для России, но пока не появились. Некоторые российские компании особенно озабочены этим вопросом и уже заказывают такие исследования.

Мы буквально на этой неделе должны выпустить доклад по заказу ассоциации «Русская сталь»: какие схемы регулирования и как могут отразиться на их финансовом состоянии, исходя из прогнозов выбросов на 2020-й, 2030-й и 2050-й годы.

Рисунок 5.1.33. Рост продаж электромобилей в Европе

Источник: How clean are Europe's cars? An analysis of carmaker progress towards EU CO2 targets in 2014 10th Edition

Рисунок 5.1.34. Система регулирования выбросов ПГ ICAO

Чего ждать в России?

- Распоряжением Правительства РФ от 2 апреля 2014 г. N 504-р Министерству экономического развития РФ поручено разработать и дать сравнительную оценку сценариев регулирования объема выбросов ПГ на период до 2020 г. и на перспективу до 2030 г., срок – до декабря 2016 г.

- Распоряжением Правительства РФ от 3 ноября 2016 г. N 2344-р Министерству экономического развития РФ поручено разработать модель государственного регулирования выбросов ПГ в РФ (срок – декабрь 2017 г.), а чуть позже – проект федерального закона о государственном регулировании выбросов ПГ вместе с проектом стратегии долгосрочного развития с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г. (срок – июнь 2019 г.).

- В Стратегии экологической безопасности Российской Федерации на период до 2025 года, утверждённой Указом Президента РФ от 19 апреля 2017 г. №176, регулирование выбросов ПГ указано в качестве механизма реализации государственной политики в сфере обеспечения экологической безопасности, причём раньше всех прочих механизмов.

- Подробный разбор Стратегии экологической безопасности РФ с климатической точки зрения дан в моей статье в НГ-Энергия, которую можно найти по **ссылке**[4]. С полной оригинальной версией статьи можно ознакомиться **на сайте АНО «ЦЭИ»**[5].

- О регулировании выбросов ПГ в контексте стратегии перехода к низкоуглеродному развитию можно почитать в другой моей **статье в НГ-Энергия**[6]. Оригинальная авторская версия этой статьи выложена **на сайте АНО «ЦЭИ»**[7].

Удачи в изучении! ●

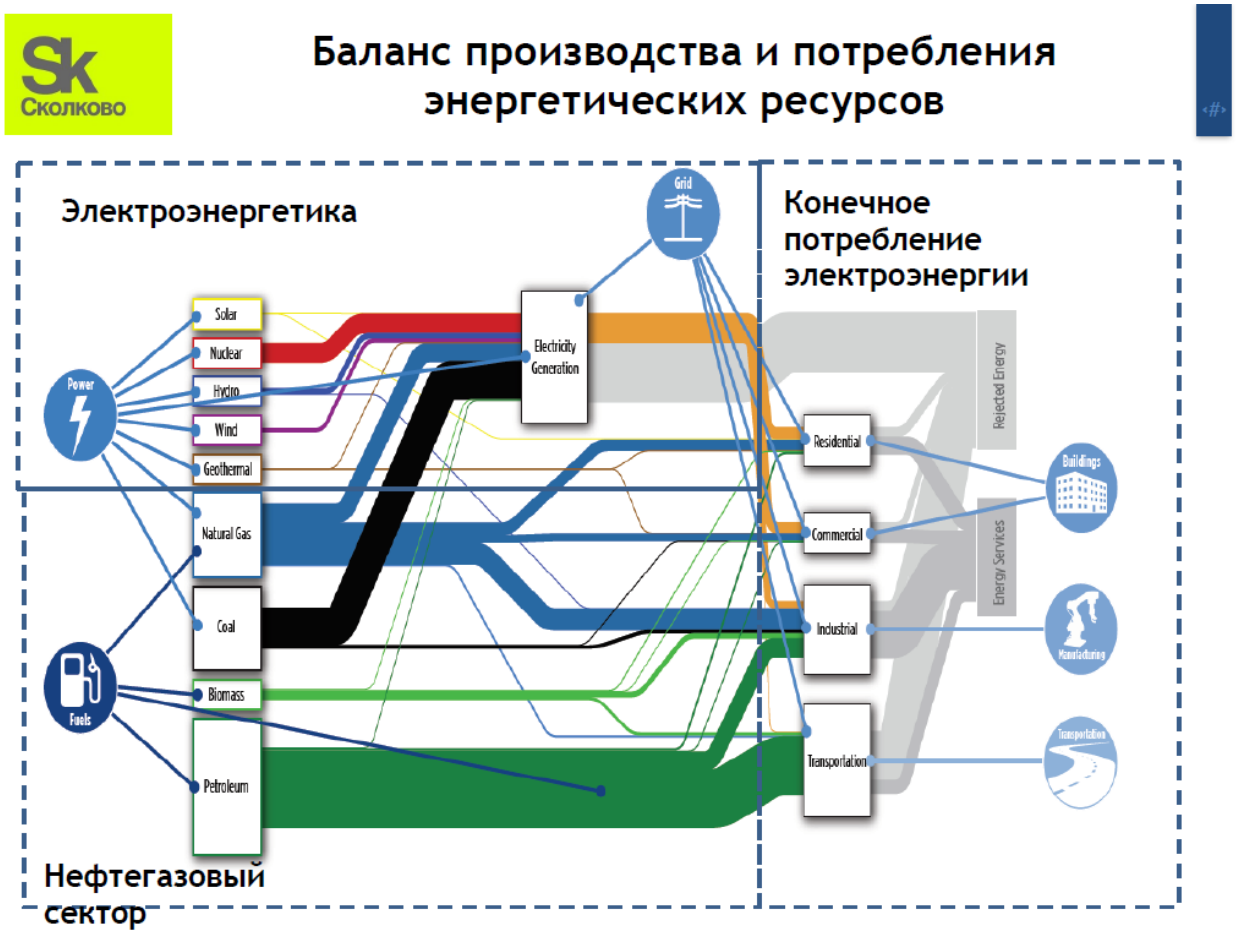
[4] Юлкин М. Климатическая политика Москвы: реалии и перспективы. НГ-Энергия от 16.05.2017. URL: **http://www.ng.ru/ng_energiya/2017-05-16/14_6988_moscow.html** (дата обращения: 17.12.2017)
[5] Юлкин М. Изменение климата и стратегия экологической безопасности России. Автономная некоммерческая организация «Центр экологических инвестиций» (АНО «ЦЭИ»). URL: **http://eic-ano.ru//publications/articles/_download/climate_change_strategy_economic_safety_Russia.pdf** (дата обращения: 17.12.2017)
[6] Юлкин М. Сценарии будущего. НГ-Энергия от 11.10.2016. URL: **http://www.ng.ru/ng_energiya/2016-10-11/11_future.html** (дата обращения: 17.12.2017)
[7] Юлкин М. Экономика и климат: сценарии будущего. АНО «ЦЭИ». URL: **http://eic-ano.ru//publications/articles/_download/Economica_i_klimat.pdf** (дата обращения: 17.12.17)

Энергоэффективность

Перцовский Олег Евгеньевич,
Директор по научно-техническому развитию
Кластера энергоэффективных технологий Фонда «Сколково»

Когда меня попросили рассказать про энергоэффективность, я задумался: «О чем же конкретно мне говорить?». Эта тема многогранная, и ее можно по-разному трактовать. Сначала нужно посмотреть на то, как выглядит энергобаланс. Это – первичные энергоресурсы, их переработка и транспортировка, и в конце – их потребление – см. Рисунок 5.2.1. Можно разбить это все условно на три больших блока, как мы это делали в нашем кластере энергоэффективных технологий, когда анализировали наши приоритетные направления деятельности.

Рисунок 5.2.1. Баланс производства и потребления энергоресурсов



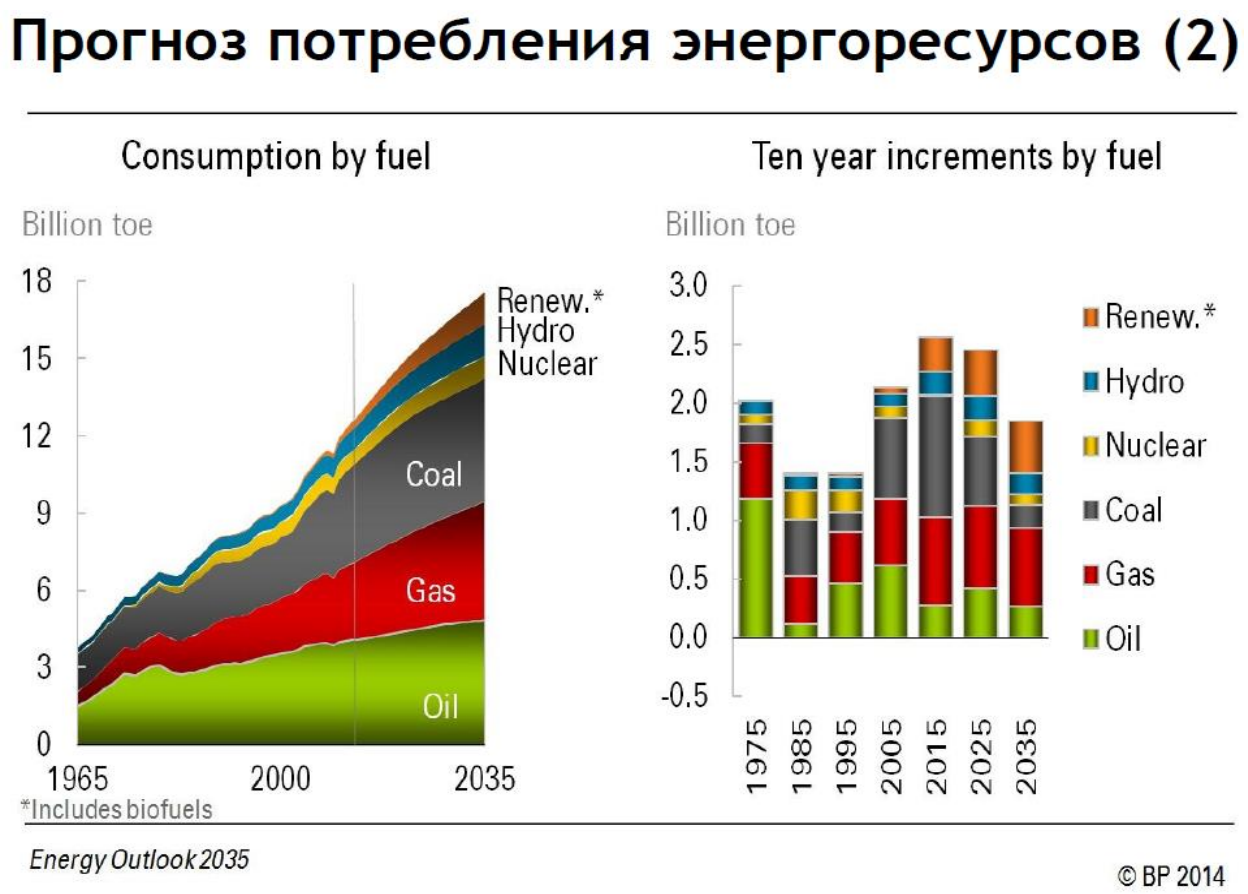
Один блок – все, что связано с электроэнергетикой – это генерация энергии, передача энергии, накопление энергии. Второй большой блок – все, что связано с углеводородами - это их добыча, транспортировка и переработка. И третий большой блок – это то, что мы называем конечным потреблением энергоресурсов – это то, где они используются: в промышленности, в домохозяйствах и так далее. И в каждом из этих блоков мы можем говорить об энергоэффективности, о повышении эффективности, об использовании тех ресурсов, которые есть на входе.

Весь сегодняшний блок называется «Новая парадигма в электроэнергетике». На Рисунке 5.2.2 показано, как выглядела энергетика в прошлом веке, и то, как она выглядит сейчас: мы видим здесь коренные отличия. В России, может быть, это еще не настолько очевидно, а в других странах мира это уже совершенно понятные и видные вещи не только специалистам, но и всем потребителям.

Рисунок 5.2.2. Прогноз потребления энергоресурсов-1

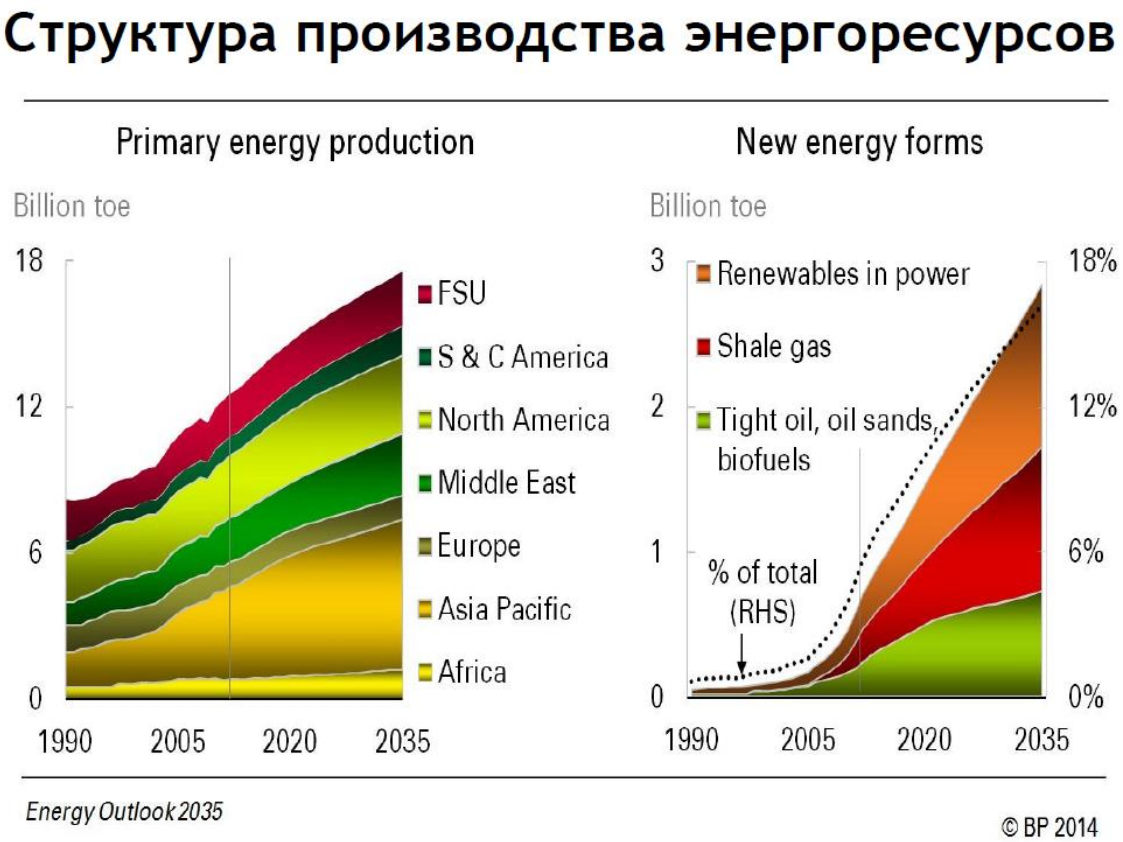
Итак, что являлось у нас стандартом прошлого века? Во-первых, происходил стремительный рост использования энергоресурсов. Они становились более доступными, появлялись новые формы их использования. Человечество активно этим пользовалось, чтобы развивать свою промышленность, повышать уровень жизни потребителей и так далее. Второе – это то, что основными источниками энергоресурсов были нефть, газ и уголь – традиционно на протяжении почти всего прошлого века. И только в конце 20 века как раз стали появляться какие-то изменения.

Рисунок 5.2.3. Прогноз потребления энергоресурсов-2



Третье – это то, что вся энергетика (я говорю в первую очередь про электроэнергетику) была сосредоточена **в крупных вертикально интегрированных энергокомпаниях**. У нас когда-то была компания-монополист РАО «ЕЭС России», которую разделили на несколько частей, но все равно оставшиеся компании остались крупными вертикально интегрированными. За рубежом происходило примерно тоже самое: большие электрические сети, которые передавали электроэнергию в одном направлении: от генерации потребителю. Особенностью электроэнергии как товара всегда была одновременность производства и потребления. Накопление энергии имело место всегда в очень ограниченных масштабах. На самом деле, мы потребляли то, что сейчас же и производится.

Рисунок 5.2.4. Структура производства энергоресурсов



Весь транспорт был на органическом топливе, в промышленности тоже широко использовалось органическое топливо, то есть нефть, нефтепродукты и газ. Если мы говорим про энергетику в широком контексте, а не только про электроэнергетику, то, например, добыча углеводородов и ее технологии тоже сформировались фактически в начале прошлого века и не так сильно менялись.

Что мы видим сейчас? Первое – это рост той самой эффективности, о которой мы подробнее поговорим позже. Второе – это бурное развитие чистых неуглеродных источников энергии: солнце, ветер, вода, биомасса. Третье – это децентрализация энергетики, когда каждый потребитель может стать одновременно и производителем. И это следующий пункт – то, что потребитель становится активным. Он может в один час быть потребителем, в другой час – производителем, если вы, например, поставите у себя на крыше дачного дома солнечную панель. То есть, в какие-то часы можно выдавать энергию в сеть, а в какие-то часы можно ее покупать из сети.

Появились и целые небольшие энергокомпании, у которых есть, например, ветропарк не на гигаватты, а на несколько десятков или сотен мегаватт. Это все ведет к тому, что электрические сети тоже становятся совершенно другими, потому что они должны передавать энергию в разных направлениях, они должны уметь работать с гораздо большим количеством генерирующих источников, поэтому на этой основе развиваются те технологии, которые обобщенно называют «smart grid» - умные сети или интеллектуально активно адаптивные сети.

Следующее – это значительное расширение возможностей по накоплению энергии. То, что электроэнергия в скором времени, скорее всего, станет обычным товаром, который можно просто купить, хранить, продать. Это тоже совершенно изменяет всю концепцию электроэнергетики.

Дальше – это значительное углубление электрификации. Мы говорим и про транспорт, в частности, про электромобили. И в промышленности, и в жилищно-коммунальном хозяйстве тоже все меньше начинают использовать углеводород и все больше электроэнергии, потому что электричество – это удобный, экологически чистый для потребителя энергоноситель. Простой пример: в современных домах уже мало где можно встретить газовые плиты, в основном это электрические плиты.

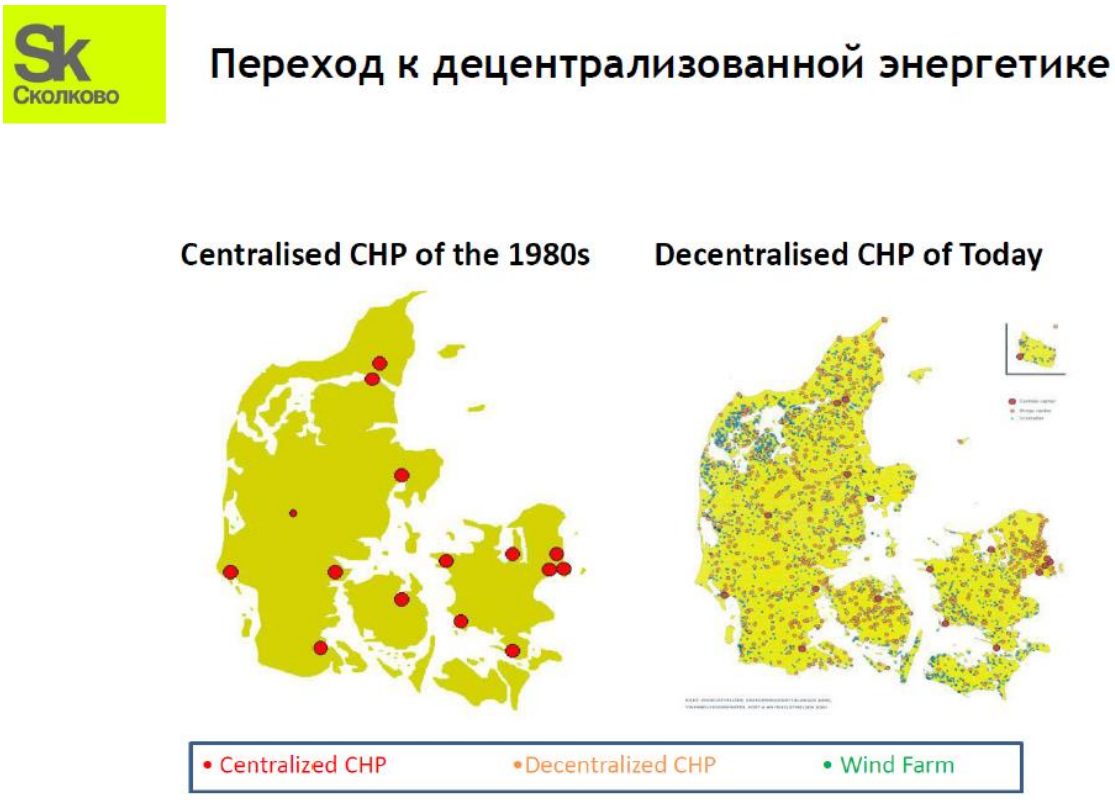
И последний пункт. Если говорить про нефтегазовую отрасль, то появляются новые технологии, которые позволяют добывать новые виды ресурсов. Появились сланцевый газ, сланцевая нефть. 20 лет назад про них мало кто слышал, сейчас их производители – это крупные игроки на мировых рынках.

Некоторые из этих тезисов я проиллюстрирую, чтобы у вас было понимание, что мир, в котором мы живем, на самом деле, сильно изменился. На Рисунке 5.2.5 данные за 2014-ый год, но сейчас эта картинка становится еще более ясной. Это то, какая доля возобновляемой энергетики в общем объеме производства электроэнергии по разным странам. Дания – страна маленькая, поэтому то, что там уже 60% электроэнергии вырабатывается возобновляемыми источниками, может быть, и не такой мощный показатель, а вот энергетика Германии – это уже большая энергетика. Тут 24%, но реально вырабатывается уже ближе к 30% на основе ВИЭ. Это уже показатель. Мы здесь говорим именно про нетрадиционные ВИЭ. В Германии нет больших гидроэлектростанций. А если мы говорим про Россию, оставив в стороне большие гидроэлектростанции, то у нас это порядка 1-1,5 %, не более.

Чтобы еще больше усилить наглядный эффект, посмотрите на Рисунок 5.2.6, сколько было электростанций в восьмидесятые годы в той же Дании. То есть, это ограниченное количество больших станций. А это то, как сейчас выглядит датская электроэнергетика. И почему важно то, о чем я сказал – принципиально менять структуру электрической сети? Потому что она должна работать не с теми полутора десятками крупных электростанций, а с тысячами. То есть на два порядка, может быть, даже на три порядка увеличилось количество источников электроэнергии, генерирующих объектов. Это происходит за счет снижения стоимости электроэнергии, производимой на различных генерирующих источниках, в т.ч. ВИЭ.

Рисунок 5.2.5. Доля ВИЭ в генерации электроэнергии по странам

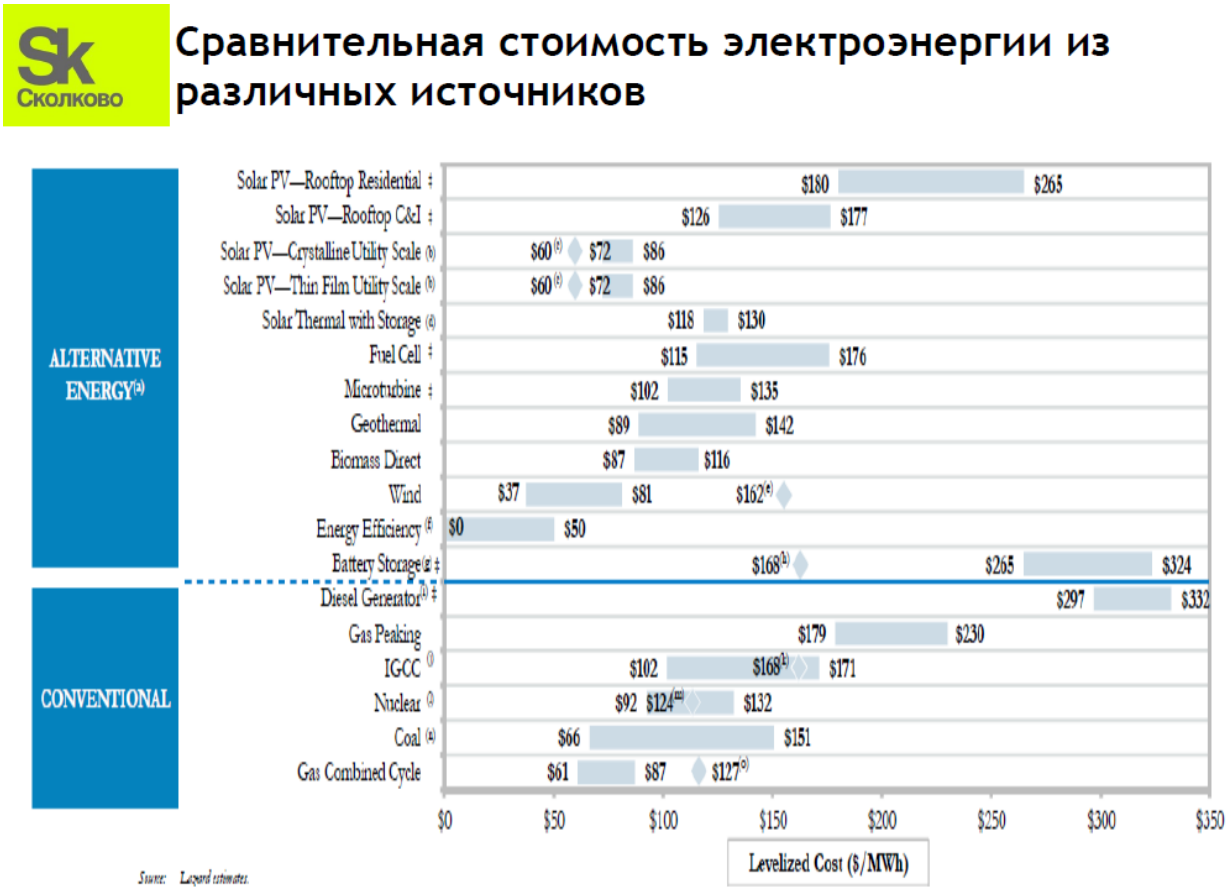
Рисунок 5.2.6. Переход к децентрализованной энергетике



Источник: Danish Energy Authority

На Рисунке 5.2.7 – оценка для рынка США. Сверху – стоимость киловатт-часа на ВИЭ, внизу – на традиционных: уголь, газ. На предыдущей лекции я рассказывал, что для США газ дешевле, а в некоторых странах на угле дешевле вырабатывать электроэнергию, но, так или иначе, например, ветряки уже сейчас с ними вполне сопоставимы и могут конкурировать. Это произошло в последние годы, и эффект продолжает усиливаться за счет того, что происходит значительное снижение себестоимости из года в год. По ветру оно уже не такое резкое, достигнут уже более-менее стабильный уровень. По солнцу мы видим стремительное продолжение удешевления киловатт-часа, производимого на солнечной энергии.

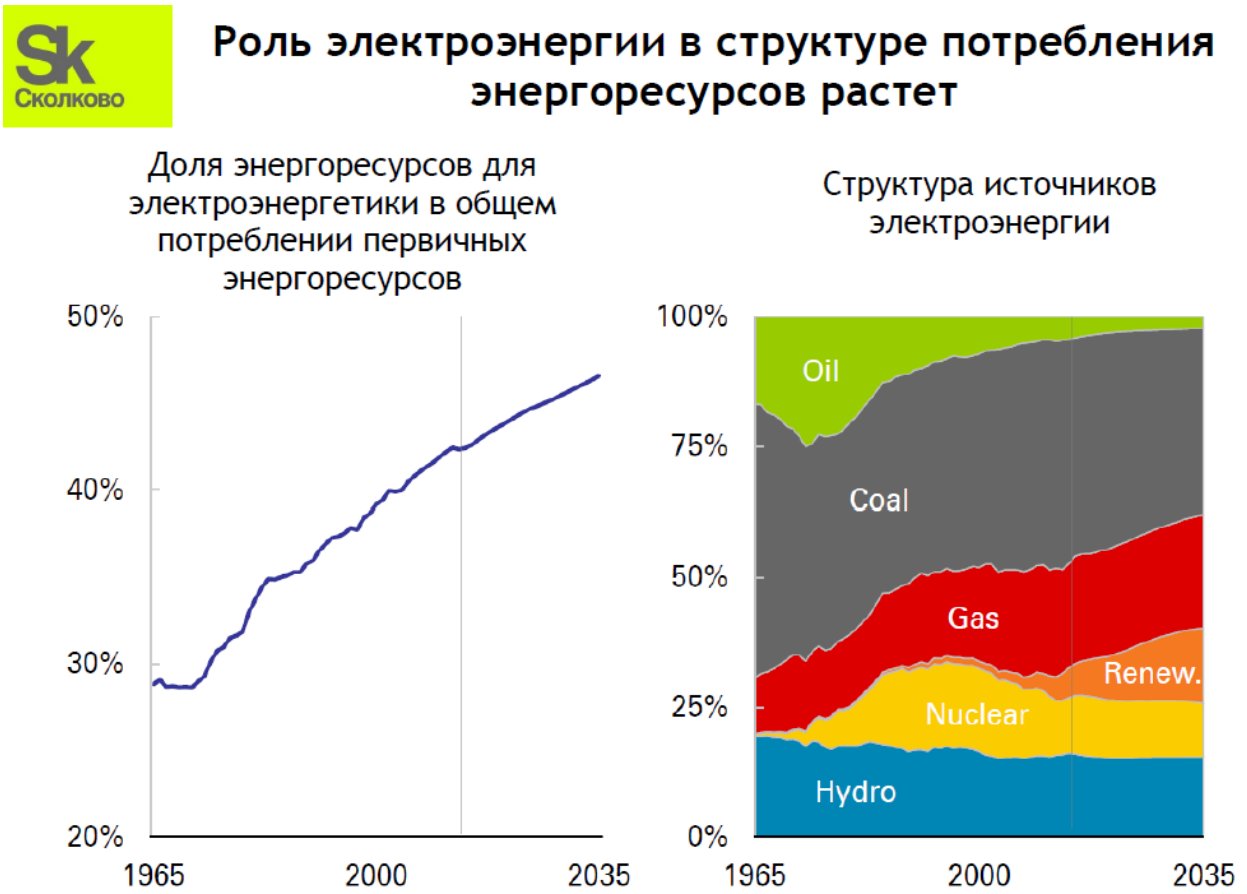
Рисунок 5.2.7. Сравнительная стоимость электроэнергии из различных источников.



Вернемся к Рисунку 5.2.2 – здесь есть еще более важный элемент, я его специально выделил цветом. Про него говорят не очень часто, но, на самом деле, все этот факт отражают, просто не всегда делают на нем акцент. Стоимость киловатт-часа, полученного за счет энергоэффективности – это гораздо дешевле, чем все остальное, любой из альтернативных вариантов. Будь то традиционная энергетика, будь то ВИЭ, то есть самый дешевый киловатт-час – это тот, который вообще не надо было производить. Это непроизведенный киловатт-час. Я имею в виду то, что гораздо дешевле повысить эффективность потребления, чтобы получить те же продукты, те же услуги, тот же уровень комфорта с использованием меньшего объема энергии.

Небольшой исторический экскурс. Рисунок 5.2.2, на самом деле, был немного про другое. Не обращайте внимания на прогнозы цен. Это делалось ИНЭИ РАН несколько лет назад. Тогда многие считали, что цены вернутся на уровень 100 и более. Сейчас тоже есть дискуссии, но я к этому отношусь скептически. Здесь мне просто понравилась картинка, показывающая уровень энергопотребления, начиная с 19-го века. Он нарастал постепенно, а с середины 20-го века видите, какой произошел перелом, насколько быстрее стало расти потребление энергии. Я об этом уже сказал. Люди получили доступ к большему количеству видов энергии и научились использовать энергию в большем количестве применений, которое повысило производительность труда в промышленности и стало использоваться в повседневной жизни.

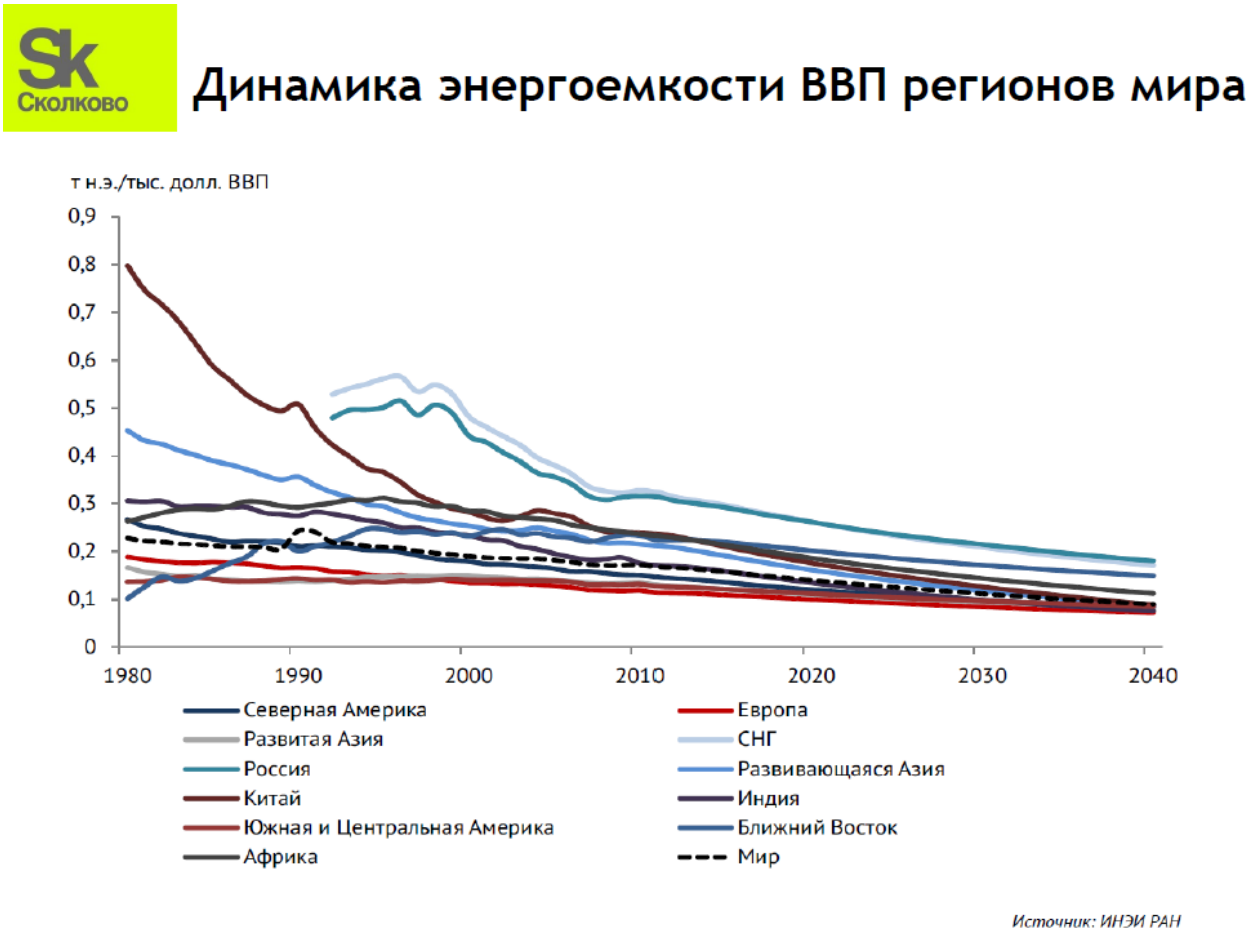
Рисунок 5.2.8. Роль электроэнергии в структуре потребления



Если посмотреть Рисунок 5.2.8 где показано то, что сейчас происходит по странам, вы видите, что, сколько бы мы ни говорили про энергоэффективность, на самом деле, большинство экспертов согласны с тем, что потребление энергии в мире будет возрастать, причем возрастать достаточно быстро. Но два важных момента. Первое – это то, что рост будет и уже сейчас происходит неравномерно. Страны, организации экономического сотрудничества и развития, фактически все развитые страны мира уже примерно вышли на такое плато по потреблению энергии. И общий мировой рост происходит в основном за счет других регионов мира, в первую очередь, за счет азиатских стран. Второй важный факт, который здесь можно отметить, - это происходит

замедление роста. Действительно, он по-прежнему быстрый, он по-прежнему есть и, видимо, будет, но, тем не менее, темпы этого роста замедляются именно за счет того, что происходит повышение эффективности использования этой энергии. То есть, рост происходит за счет того, что экономики этих стран растут еще быстрее, и в совокупности мы видим рост энергопотребления, но меньший, чем он мог бы быть при том же экономическом росте 10-20 лет назад.

Рисунок 5.2.9. Динамика энергоёмкости ВВП



Источник: ИНЭИ РАН

Если посмотреть на динамику энергоемкости по разным странам и регионам мира на Рисунке 5.2.9, видно, что снижение происходит более-менее везде. Разными темпами. Кто-то, как Европа, раньше начали этот процесс, кто-то позже, но этот процесс шел более стремительно, чем в Китае. Но, тем не менее, во всех странах или в большинстве из них мы видим постепенное снижение энергоемкости.

Теперь что касается потребления энергии по отдельным секторам экономики. Если мы говорим про мир в целом, здесь опять можно говорить о том, что рост происходит практически во всех секторах – я уже показывал Вам Рисунок 5.2.3. Это и промышленность, это здания и сооружения, это и транспорт. Но если мы говорим про темпы роста, то здесь картинка меняется. Хотя в абсолютном выражении рост продолжается, но темпы этого роста практически во всех секторах уже замедлились, и большинство экспертов ожидают еще более резкого замедления в ближайшие 20

лет. Кроме, может быть, одного сектора – то, что называется «non-combusted», – то есть это то энергетическое сырье, которое идет не на получение непосредственно энергии. В первую очередь, это применение нефти и газа в химии. Этот сектор стоит особняком, здесь рост будет, видимо, даже ускоряться.

Еще один важный момент – происходит углубление электрификации, потому что использовать электрическую энергию удобнее, чем что-либо еще для получения того же заданного результата. Многие вещи делались на мазуте, газе, угле, но сейчас происходит все большее использование в разных секторах промышленности – в металлургии, в цементной промышленности, также в жилищно-коммунальном хозяйстве – за счет использования электроэнергии. За короткий срок 40 лет с 26-27 % до 43-45 % к 2015-ому году выросла доля энергоресурсов, которые идут именно на производство электроэнергии. Практически во всех странах производство электроэнергии на душу населения в этот период стремительно выросло.

Почему происходят эти изменения, связано ли это замедление темпов роста потребления энергии с тем, что ресурсов перестало хватать? Ответ – нет. Производство энергоресурсов по-прежнему увеличивается, активно стали вовлекаться новые виды энергоресурсов: это и ВИЭ, и трудно извлекаемые запасы углеводородов, сланцевая нефть, сланцевый газ, биотопливо. Поэтому вопрос не в этом. Мы сейчас вернемся к теме того, почему же все-таки растет энергоэффективность.

Если посмотреть на динамику цен большинства энергоресурсов, то все вы знаете, что сейчас цены на них находятся на достаточно низком уровне. Был период резкого скачка цен. Безусловно, это способствовало ускорению внедрения технологий, связанных с повышением энергоэффективности, но, тем не менее, сейчас процесс не остановился. Во всех странах мира фактор энергоэффективности играет большую роль, и мы видим позитивную динамику.

Давайте посмотрим, что же происходит в России. Это, на самом деле, вопрос интересный и дискуссионный, насколько энергоэффективность российской экономики лучше или хуже того, что в мире. Есть совершенно разные оценки. Кто-то говорит, что мы на порядок отстаем от других экономик. Кто-то говорит, что ничего подобного, потому что такие оценки неправильно учитывают такие важные факторы, как климатические особенности, как географическую протяженность, структуру экономики, которая сложилась, которую нельзя поменять за один день.

На самом деле, когда я делал презентацию, сначала хотел взять данные из отчета, который Всемирный банк и международная финансовая корпорация делали про российскую энергоэффективность. Они это делали где-то 10 лет назад, там материал очень хорошо представлен. В отчете говорилось о том, что значительное отставание у России по энергоэффективности, если учесть все факторы, о которых я сказал, то все равно они отражают только незначительную часть этого «гэпа» между Россией и

наиболее эффективными мировыми экономиками. Я после этого открыл отчет, которые публикует МЭА каждый год, и посмотрел наиболее свежие цифры. На самом деле, если смотреть по паритету покупательной способности, оценивать ВВП, то оказывается, что все не так плохо. Безусловно, Россия отстает от многих экономик, в том числе, и от тех, которые сопоставимы с ней по климату. Таких, как скандинавские страны, Канада; по географической протяженности – Канада, Китай, США; по структуре экономики – она сопоставима с той же Канадой. Так или иначе, Россия здесь отстает. Но, может быть, не так катастрофично, как многие об этом говорят.

Если посмотреть по отдельным отраслям промышленности, видно, что здесь в большинстве отраслей с 2000-го по 2011-ый год произошло значительное повышение энергоэффективности. Это именно отрасли промышленности. На показанном ранее Рисунке 5.2.5 указано энергопотребление на тонну произведенной продукции. Видно, что улучшения есть, но в среднем в мире практически по всем отраслям промышленности все равно результаты по-прежнему лучше. Но теоретически с точки зрения существующих технологий уровни не достигнуты нигде.

Давайте теперь попробуем ответить на вопросы: Что дает возможность расти энергоэффективности? Из-за чего электрификация растет? Почему начали использовать трудно извлекаемые запасы? Почему начали развиваться ВИЭ? Тут, на мой взгляд, два ключевых ответа. С одной стороны, это регуляторное воздействие государства, которое стимулирует внедрение энергосберегающих технологий, стимулирует развитие возобновляемой энергетики. Это происходит во многих странах, в последние годы эта тенденция докатилась и до России. Мы с этим тоже сталкиваемся, но сейчас во многих странах уже прошел обратный процесс: сокращение субсидирования развития возобновляемой энергетики. Но, тем не менее, эти процессы не остановились.

И второй ответ здесь – это появляющиеся новые технологии. То есть те многие вещи, которые были экономически неоправданными 10-20-30 лет назад, сейчас становятся таковыми. Когда разрабатывали энергостратегии РФ до 2025-го года, мы с коллегами из Strategy Partners Group проводили анализ именно технологий, которые могут оказывать значительное влияние на перспективы развития энергетики практически во всех направлениях: это и добыча энергоресурсов, и переработка, это электроэнергетика, конечное потребление — целый ряд направлений, по которым есть перспективы значительного повышения энергоэффективности за счет создания новых технологий.

Один из ведущих экспертов в России по энергоэффективности Игорь Башмаков (я позаимствовал картинку из его отчета) оценил, в каких секторах можно увидеть большой эффект. Безусловно, это и генерация электроэнергии, выработка тепловой энергии, промышленность и здания, сооружения. Это – потенциал технического возможного внедрения.

Рисунок 5.2.10. Перспективные технологические направления

*Анализ Strategy partners group

Если помните, я показывал, что нигде в мире уровень наилучших доступных технологий не достигнут. Важно понимать, что можно внедрить с экономической точки зрения. Если государство часто говорит про вопросы экологии, про какие-то социальные эффекты, то, когда отдельно взятая компания принимает решение про повышение энергоэффективности, она, в большинстве случаев, по моему опыту, если мы говорим про российские компании, не задумывается в терминах энергоэффективности ради энергоэффективности. Мое личное мнение: в принципе, энергоэффективность не должна являться самоцелью. Это – экономический инструмент, новая технология, которая за счет повышения эффективности использования дорогостоящего ресурса под названием «энергия», это технологии, которые позволяют повысить эффективность деятельности компании, бизнеса в целом.

На Рисунке 5.2.10 можно увидеть оценку по отраслям. Где - то очень большая доля тех технологий, которые уже сейчас имеет смысл внедрять, где-то пока технологический потенциал существует, но реализация его, на самом деле, с экономической точки зрения не всегда может быть оправдана.

Я уже говорил про немного разные взгляды со стороны государства и со стороны бизнеса. По оценке МЭА, коллеги сделали подробный отчет про то, на что смотрит государство, зачем оно

занимается энергоэффективностью, и как оценивать выгоды, которые оно получает. Здесь выделено много эффектов, и они разные для разных стран. Это энергетическая безопасность для тех стран, где есть дефицит энергоресурсов, это и снижение уровня бедности, и повышение уровня благосостояния граждан там, где очень дорогие энергоресурсы, и можно снизить их потребление. Это и повышение занятости за счет создания новых отраслей промышленности, которые занимаются энергоэффективными технологиями. Это и улучшение качества окружающей среды за счет того, что очень часто энергоэффективность и экологичность – это две стороны одной медали.

Если говорить про Россию, то все в том же отчете, который делал Всемирный банк, выделено четыре важных эффекта: это повышение конкурентоспособности в промышленности, поскольку в России многие отрасли промышленности, в первую очередь, металлургия, имеют в себестоимости очень большую долю затрат на электроэнергию; это и снижение затрат бюджета, поскольку бюджетные учреждения тоже очень большие средства тратят на приобретение энергоресурсов; увеличение доходов от экспорта энергоресурсов – сейчас это тезис немного спорный (там вопрос – есть ли рынок для этого дополнительного сбыта энергоресурсов?); и, конечно, улучшение экологической обстановки, поскольку многие города в России в довольно плачевной ситуации.

Рисунок 5.2.11. Технологические направления «умных сетей»

Source: Technology categories and descriptions adapted from NETL, 2010 and NIST, 2010.

С точки зрения бизнеса, в первую очередь все смотрят на экономику. Здесь есть довольно подробный анализ разных направлений повышения энергоэффективности и их экономическая оценка – чем выгодно заниматься сейчас, чем невыгодно. Есть оценка российская, есть оценка международная, коллеги из McKinsey делали такую оценку. Есть простейшие вещи из серии «давайте поменяем все лампочки на светодиодные». Это то, что, как правило, окупается быстрее всего и проще. Есть сложные вещи: а давайте построим новую электростанцию с КПД не 30%, а 60%. Кстати, когда мы говорим про энергоэффективность, чтобы вы понимали масштаб вопроса и масштаб потенциала, например, когда мы вырабатываем электроэнергию, средний КПД станции 30-35%. Но существуют технологии, позволяющие повысить его до 55%. То есть это означает, что из 100%энергии, которую вы на станцию направили, только 35 используется по назначению, все остальное теряется.

Если мы говорим про добычу нефти, примерно средний коэффициент извлечения нефти – порядка 30%, то есть 70% нефти остается под землей. Как правило, если сразу правильно не разрабатывать месторождение, то добыть их потом будет практически невозможно. 100% – в принципе невозможно извлечь, но существуют технологии, которые позволяют увеличивать этот эффект.

Когда мы говорим, например, про жилые здания, то в старых зданиях у вас может быть потребление энергии 300-400 киловатт-часов на квадратный метр. В современных зданиях это менее 100, а все остальное – это то, что фактически просто теряется, то, что выбрасывается в окружающую среду за счет различных потерь: через окна, двери, плохую изоляцию труб и так далее.

Когда мы говорим про использование энергии, нельзя не сказать и про транспорт. Здесь есть несколько важных факторов. Во-первых, когда мы говорим про традиционный транспорт, который ездит на бензине, на дизеле, - уже здесь за последние годы мы видим резкое снижение средних топливных затрат на один километр пути. Но, кроме того, появляется сейчас и активно развивается тема электротранспорта, которая в России тоже кажется пока далекой и какой-то полуфантастической. Но если посмотреть на картинку, то во многих странах ситуация уже заметно отличается. В некоторых небольших странах, например, в Норвегии, уже около 30% автомобилей – это электромобили. Вдумайтесь в эту цифру. В США гораздо меньше в процентах, но это крупнейший в мире транспортный рынок. И когда мы говорим про 2-3% там, это в абсолютном выражении миллионы автомобилей.

Рисунок 5.2.12. Электромобили

Сколково

А что же электромобили?

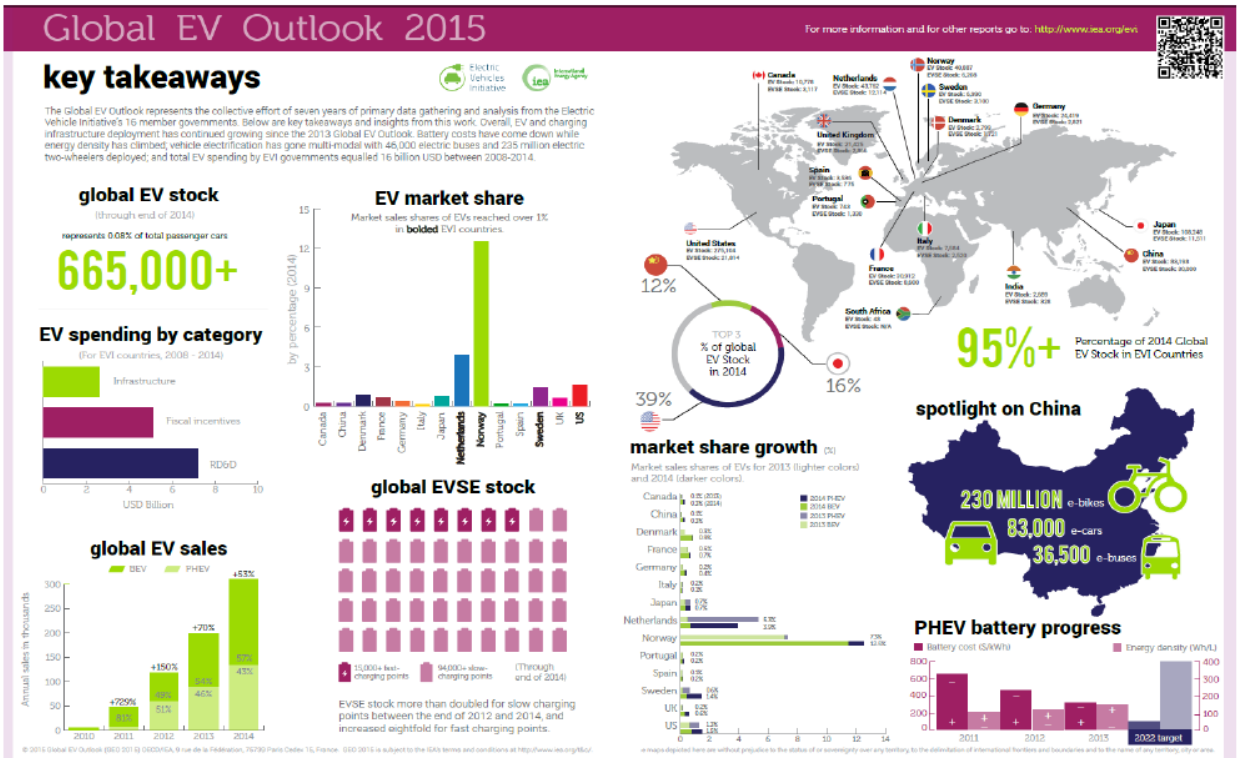
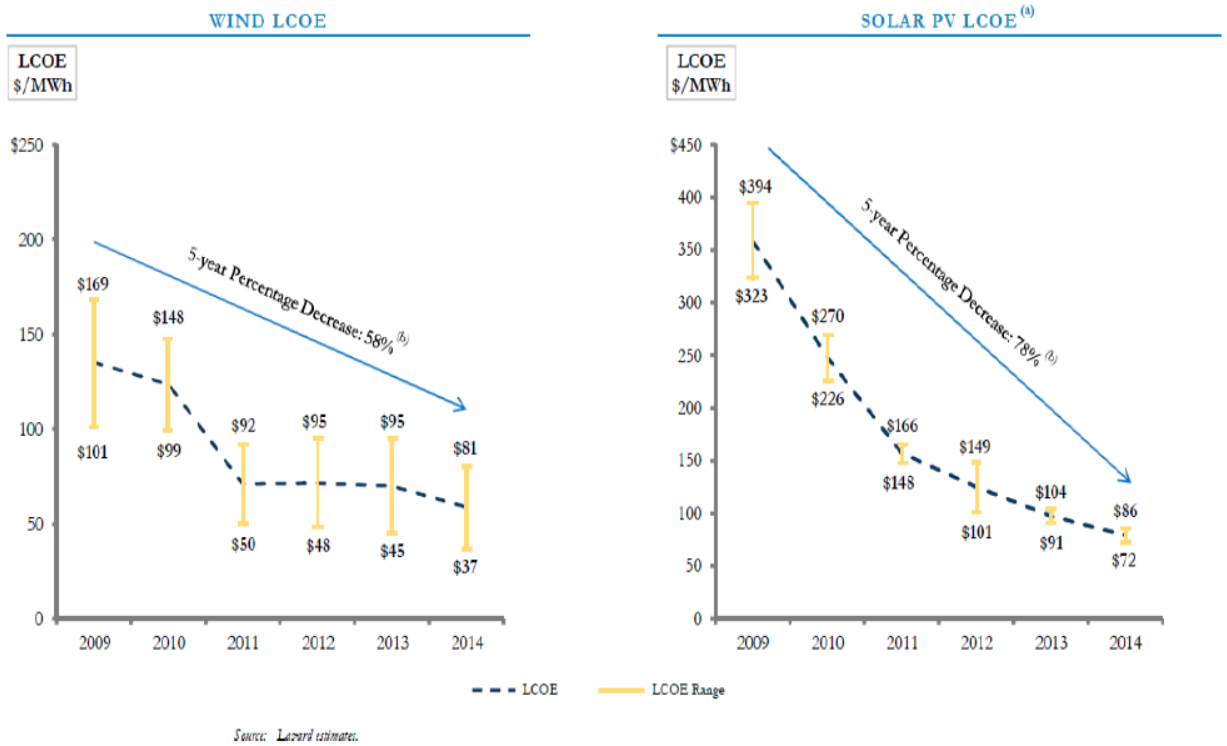


Рисунок 5.2.13. Динамика стоимости электроэнергии ВИЭ

Сколково

Динамика стоимости электроэнергии ВИЭ

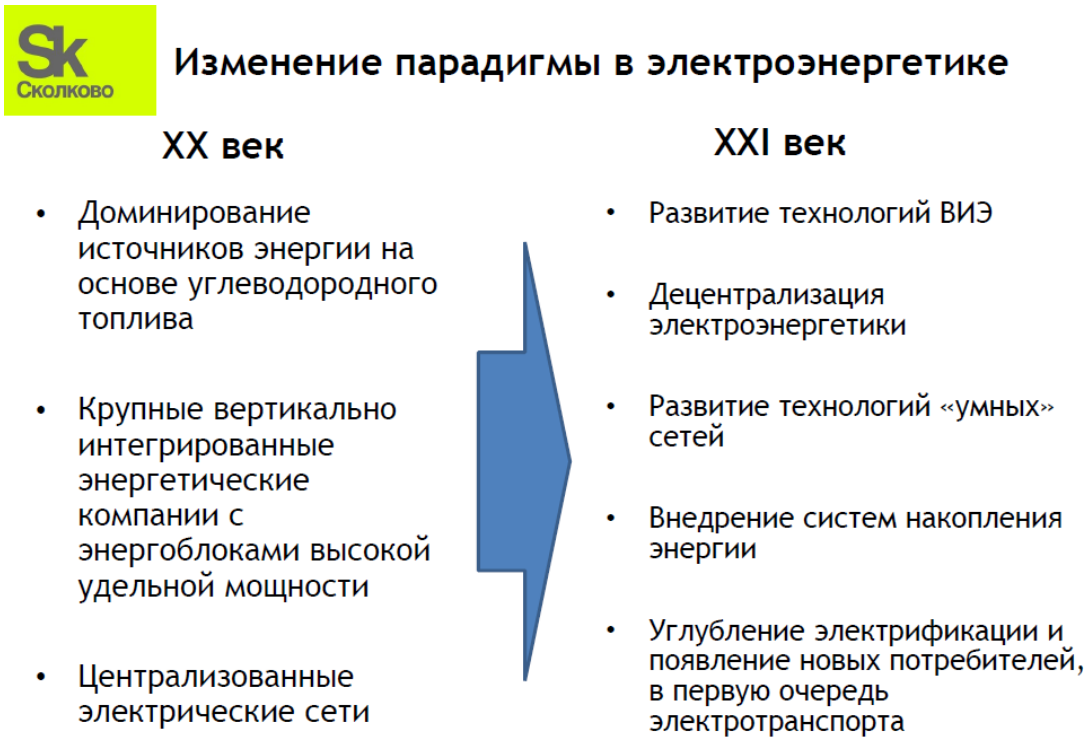


Похоже, что все продолжают двигаться в этом направлении, и важно, что происходит несколько технологически важных эффектов. Я говорил про то, что происходит в возобновляемой энергетике – см. Рисунок 5.2.13, здесь происходит то же самое. Например, в стоимости накопителя энергии. Она снижается – снова см. Рисунок 5.2.12. Накопитель энергии – это более половины стоимости электромобиля, батарейки. Фактически везде играют ключевую роль новые технологии, которые и позволяют обеспечивать дешевые накопители, дешевые ВИЭ, дешевые технологии, на которые можно перейти в промышленности и так далее.

Рисунок 5.2.14. Накопители энергии

Тезисно то, что я озвучил, представлено на Рисунке 5.2.15.

Рисунок 5.2.15. Изменение парадигмы в электроэнергетике



Вопрос в том, где все эти технологии брать. Во всем мире активно развивается венчурная индустрия, которая оказывает поддержку в создании таких технологий, государства везде оказывают поддержку. И Россия здесь не оказывается в стороне. Поэтому немного расскажу, каким образом работает наш кластер, и как мы помогаем созданию таких технологий.

Если такой цикл создания новых технологий разложить, то всегда есть большая проблема в промежутке между моментами, когда что-то разработано в научной среде, когда это финансируется за счет научных организаций, Министерства образования и науки, Академии наук, и коммерческой стадией, когда крупные компании уже готовы что-то покупать. Когда мы говорим про новые технологии, когда мы встречаемся, например, с крупным бизнесом, все говорят, покажите, где готовый продукт есть, тогда и будем рассматривать это. Мало кто готов вкладывать в продукты ранних стадий. Отсюда возникает ситуация, либо покупать зарубежные технологии, доступ к которым, с одной стороны, не всегда возможен, с другой стороны, они, как правило, дорогостоящие. Это мы возвращаемся к вопросу, насколько экономически оправдано их внедрение. Либо компании очень пассивно относятся к внедрению новых технологий.

Поэтому в России был создан целый ряд институтов развития, которые направлены на помощь малым компаниям в прохождении долины смерти инноваций, как это называют, когда нужно создать лабораторные образцы, опытные образцы, провести испытания и только потом создать готовый продукт. Фонд Сколково является одним из них, и мы поддерживаем как раз компании на такой самой сложной стадии их развития. Наша инновационная

экосистема состоит из трех ключевых элементов. Это участники – те самые компании, которые создают новые технологии. Это партнеры – это крупный бизнес, который, с одной стороны, тоже часто сам что-то разрабатывает, с другой стороны, часто сам является потребителем этих технологий. И третье – это образовательная среда, это наш Сколковский институт науки и технологий.

Рисунок 5.2.16. Структура кластера энергоэффективности

Это научная среда, к которой вы тоже все принадлежите, поскольку Сколтех активно работает в партнерстве со всеми ведущими российскими вузами. Также помогает создавать новые технологии, которые потом становятся стартапами, которые потом приходят в качестве продуктов к потребителям. У нас выделено несколько направлений, определённых правительством. Одним из них изначально сразу стала тема энергетики и энергоэффективности.

В начале выступления я рассказывал про то, как выглядит энергобаланс, как раз в этой логике мы и пошли. У нас есть проекты, связанные с генерацией энергии, с сетями, с накопителями; со всем, что связано с нефтегазовым сектором- с добычей и переработкой; со всем, что связано с энергоемкими отраслями промышленности: металлургией, нефтехимией, металлообработкой, а также с сектором ЖКХ, который тоже очень энергоемкий. Потенциал там один из самых больших. Это освещение, системы теплоснабжения, водоснабжения, утилизация отходов и так далее.

Сейчас у нас уже около 400 проектов, которые занимаются теми технологиями, про которые я рассказал. Я надеюсь, что кто-то из вас, закончив вуз, проникнется темой важности энергетики в нашей жизни и эффективного использования той энергии, которую мы получаем, начнет тоже создавать новые технологии, придет к нам, и мы поможем их внедрить.

Когда я говорю про нашу помощь, это то, что нам обеспечивает федеральное законодательство. Компании, которые работают в Сколково, почти не платят налоги, могут получить грантовую поддержку, могут получить поддержку в развитии контактов с крупным бизнесом, могут получить поддержку с точки зрения образования, повышения коммерческой компетенции и так далее. Поэтому, надеюсь, что вы тоже будете двигаться в этом направлении, придете к нам. Многие из вас на этой неделе уже были в нашем технопарке. Надеюсь, что скоро вы придете к нам в новом статусе уже наших участников, создающих новые технологии, которые помогут в повышении энергоэффективности как в России, так и в мире.

О развитии электроэнергетики, изменениях, которые происходят прямо сейчас, тенденциях и о том, что ждет отрасль, которая является одной из определяющих, в будущем, а значит, и всех нас

Старченко Александр Григорьевич
Управляющий партнер First Imagine Ventures,
Председатель Наблюдательного совета
Ассоциации «Сообщество потребителей энергии»

Последние 14 лет я руководил энергетикой крупной промышленной группы, был вице-президентом по энергетике НЛМК, крупнейшей по объемам производства металлургической компании в России. Но несколько лет назад для меня стали абсолютно очевидными две вещи. Первое, что совсем скоро привычный формат промышленного производства станет абсолютно другим, и это затронет все индустрии, включая энергетику. И второе, что мне это очень интересно, и я хочу этим заниматься. В результате полтора года назад мы с моими российскими и зарубежными партнерами организовали венчурную компанию под названием «First Imagine Ventures», фокус внимания которой сосредоточен на новых технологиях и их применении в современных консервативных отраслях. Большинство стартапов, которые мы рассматриваем для возможного инвестирования, связаны, так или иначе, с изменением технологий, логики работы электроэнергетики. Таким образом, опираясь на опыт и знания об энергетике в ее традиционном понимании, я смогу рассказать Вам о всем самом новом и интересном, что сейчас происходит в этом направлении в мире и объяснить почему.

Reinventing energy

«Imagination is more important than knowledge»

Та энергосистема, которую мы сейчас используем для энергоснабжения промышленных объектов и населенных пунктов – это, пожалуй, вершина инженерно-технической мысли.

В условиях огромного количества неопределенностей, создать такого масштаба, такой мощности и сложности техническую систему, работающую с коэффициентом надежности, близким к 100%, очень сложно. Аналогов таких систем в других индустриях, пожалуй, нет.

Мы обсудим:

- – принципы работы существующей электроэнергетики,
- – как и почему развивались энергосистемы,
- – как развитие технологий изменило базовые для отрасли постулаты,
- – интересные кейсы из мирового опыта,
- – к чему привела возможность сочетания сразу несколько групп технологий.

Рисунок 5.3.1. Принципы работы существующей электроэнергетики

Архитектура и технологии традиционной энергетики основана на постулатах, сформулированных ещё в конце XIX – начале XX века, они перечислены выше на Рисунке 5.3.1.

До настоящего времени считалось, что **масштабное хранение электроэнергии невозможно**.

Считалось, что **нагрузка**, формируемая потребителями, как правило, **случайна и труднопредсказуема**. Значительную долю неопределённости вносят бытовые потребители, домохозяйства. Их доля в общем объёме электропотребления России составляет порядка 15%, в США домохозяйства потребляют около 37% всей электроэнергии, в Великобритании – 35%. Остальное электропотребление приходится на промышленность, сельское хозяйство, сферу услуг, транспорт и т.д.

Но и крупные промышленные предприятия, металлургические комбинаты здесь не исключение, придерживаются таких же принципов при планировании и управлении своим электропотреблением. На предприятиях есть мало изменяющееся, так называемое базовое потребление, но в целом их нагрузка тоже считается случайной, поскольку многое зависит от течения технологических процессов, например, от совпадения пиков нагрузки в связи с одновременным включением оборудования, не говоря уже о различных технологических нарушениях, которые тоже случаются.

Следующий принцип заключается в том, что **генерацией можно управлять**. В распоряжении диспетчера находится уровень загрузки крупных электростанций, которым он может управлять непосредственно, как в случае с гидроэлектростанциями, так и опосредованно – отдавая команды «сверху-вниз» о наборе или снижении загрузки энергоблоков. Это позволяет ему удерживать баланс, а другими словами, равенство между производством и потреблением, чтобы энергосистема работала устойчиво, справлялась с труднопредсказуемым, случайным ростом или падением электропотребления.

В связи с тем, что система построена по иерархическому принципу, **потоки энергии**, как правило, **имеют заранее заданное направление**. Считалось, что управлять ими или перенаправлять их без отключения и существенной переконфигурации системы невозможно.

Централизованная электроэнергетика

Рисунок 5.3.2. Централизованная электроэнергетика

- **Откуда появились энергосистемы?**

Появление энергосистем было связано с возможностью повышения надёжности энергоснабжения за счёт объединения нескольких объектов в единую сеть, которое стало возможным с развитием электропередачи переменного тока. Сначала это были очень маленькие энергосистемы, объединяющие две-три электростанции, которые затем постепенно разрастались, вовлекая новые, до этого разрозненные генерирующие объекты.

- **Почему стали такими?**

Рост энергосистем был обусловлен растущими запросами промышленного производства, появлением и развитием централизованной индустриальной экономики (концентрация производств в больших производственных комплексах), для которой нужна была супер-централизованная энергетика, предоставляющая необходимые ресурсы с высокой надёжностью. Система для использования эффекта масштаба строилась на основе крупных станций, которые располагали максимально близко к топливным ресурсам. Для передачи электроэнергии на большие расстояния к промышленным центрам потребовались мощные электрические сети.

- **Что получилось?**

Централизованное управление и планирование развитием энергосистем: единый диспетчер, управление «сверху-вниз» через диспетчерские команды, масштабные решения по развитию энергосистем.

- **Есть проблема:**

Там, где речь идет о принципах управления этими энергосистемами, речи об управлении потреблением вообще нет, в силу стохастичности и случайности потребления, о которой шла речь выше.

Энергетики привычно относятся к потребителям примерно так же, как к погоде: **они пытаются предсказывать их поведение, но им в голову не приходит выстраивать какое-то практическое взаимодействие с этими потребителями**.

В первую очередь, в силу того, что у них нет для этого технологий. Невозможно, например, из Москвы, из московского офиса системного оператора достучаться до каждого цеха на каждом заводе, а уж тем более, наладить какое-то взаимодействие. Поэтому у них такая логика, они живут в логике крупных, масштабных решений.

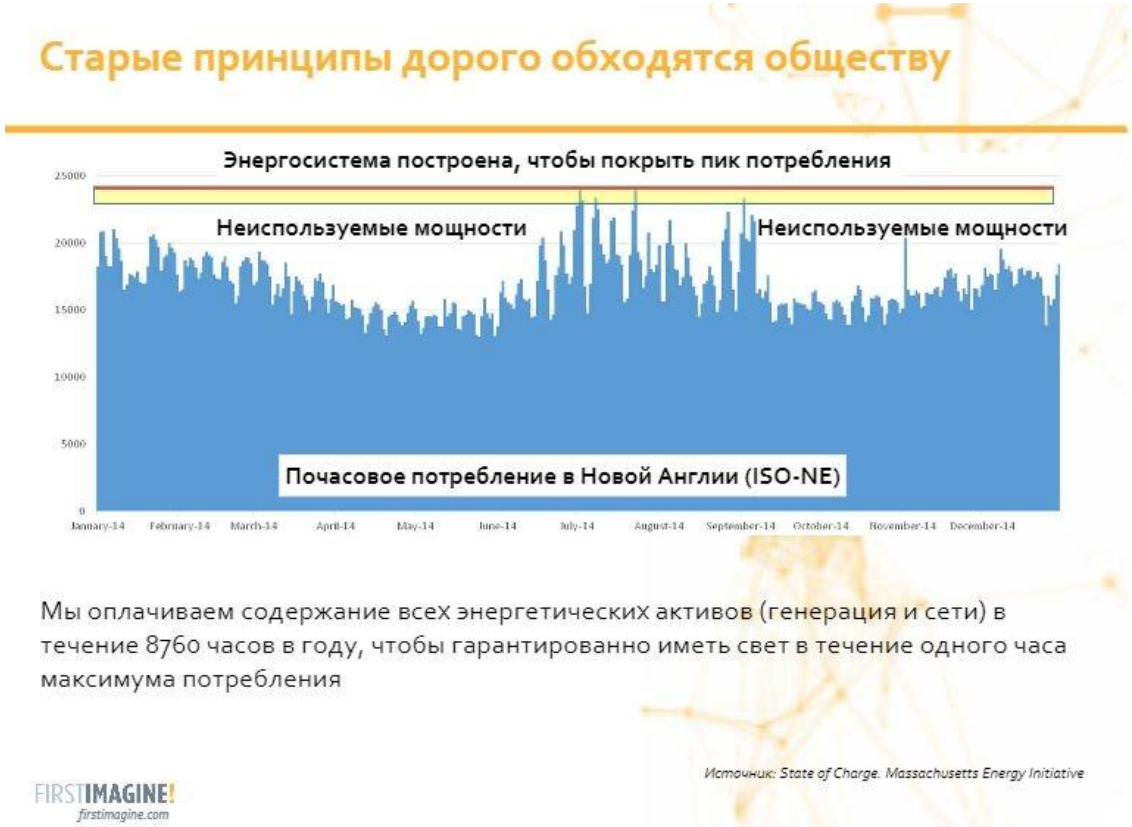
Архитектура энергосистем дорого обходится обществу

Рисунок 5.3.3. Архитектура сегодняшних энергосистем – финальный результат применения старых принципов

Абсолютно все энергосистемы развитых стран были устроены принципиально приблизительно одинаково на физическом уровне, что единая энергетическая система России, что зона PJM, что английская Transition System. Да, есть некоторые различия в масштабах и мощности потребления, которую они обеспечивают, но принципы везде одни и те же. И это фактически предельное состояние, вершина развития базовых принципов традиционной энергосистемы.

Основной недостаток этой архитектуры состоит в том, что значительная часть мощности во всех существующих традиционных энергосистемах содержится только для того, чтобы удовлетворять пиковый спрос всего несколько часов в год. В результате, масштабная, построенная под максимально возможную случайную нагрузку – пиковое потребление, энергосистема используется неэффективно. То есть в период снижения потребления эта инфраструктура простаивает, но её содержание продолжает оплачивается потребителями. Такая архитектура энергосистемы до определенного момента была необходима, потому что никаких альтернатив построить было невозможно, но она очень дорого обходится обществу.

Рисунок 5.3.4. График потребления в Новой Англии



На Рисунке 5.3.4 показан график электропотребления новой Англии. Если посмотреть российский график такого типа, он будет более впечатляющим, потому что этот синий профиль нагрузки ни в одной точке не достает до красной линии, указывающей на объём генерирующей мощности в энергосистеме, причем, не достает с существенным запасом, поскольку максимальный пик потребления в российской энергосистеме в полтора раза меньше объёма установленной генерирующей мощности.

Варианты и примеры решений

Я довольно подробно анализировал появление новых технологических решений в электроэнергетике, и, на мой взгляд, первая ласточка появилась в Нью-Йорке, примерно 2 года назад. Это так называемый ***Бруклинский кейс***.

Там случилась интересная ситуация, полностью отражающая избыточность традиционной архитектуры энергосистем. Летом в районах Бруклин и Квинс основная нагрузка для энергосистемы – это кондиционирование. В итоге на 48 часов самого жаркого летнего месяца стал **возникать дефицит трансформаторной мощности на одной из подстанций**, в объёме примерно 70 МВт. Для крупного района огромного мегаполиса это очень небольшая величина.

Компания, которая занималась энергоснабжением в этом районе Нью-Йорка – **Con Edison**, оказалась перед выбором: либо пойти традиционным способом и построить новую линию электропередач и установить дополнительный новый трансформатор – цена вопроса чуть больше 1 млрд долларов, либо попробовать сделать что-нибудь такое, что больше соответствует представлению о здравом смысле. Потому что строить линию электропередач, новую трансформаторную мощность, выделять землю в Нью-Йорке с общими затратами в один миллиард долларов, для того чтобы двое суток обеспечивать объем нагрузки в 70 МВт, это даже самим энергетикам с их традиционными подходами показалось чудовищно нерациональным.

Они **предложили решение**, которое на тот момент хотя и было очень ограниченным, поскольку исходило их тех технологий, которые были под рукой, но обходилось фактически вдвое дешевле традиционного решения с прокладкой дополнительных линий и установкой нового трансформатора, то есть порядка 0,5 млрд долларов. В **Con Edison** предложили укрепить сети внутри этого района, оптимизировать активно-реактивную мощность и, самое главное, они решили поставить небольшие 12-мегаваттные накопители на подстанциях в этом районе и **придумали способ, как замотивировать потребителя управлять собственной нагрузкой, причем не вручную, а в автоматическом режиме**.

Примерно в это же время в Нью-Йорке переизбирался губернатор штата, который в ответ на неспособность традиционной энергосистемы противостоять стихии, обнажившейся во время урагана Sandy, заявил о разработке принципиально новой энергетической стратегии с опорой на распределенную энергетику, ровно в парадигме Бруклинского кейса.

В результате в марте прошлого года появился документ, под названием «**Reforming the Energy Vision**». Пожалуй, это первый в электроэнергетике общедоступный и очень четко сформулированный **набор базовых принципов**, на которых устроена не столько сама по себе энергетика, сколько **новая система отношений в электроэнергетике**, **основанная на появлении технологий, раньше недоступных для использования** в таких монопольных секторах.

Рисунок 5.3.5. Два подхода к энергоснабжению: Нью-Йорк

Бруклинский кейс уже выполнен, он работает. Сразу после этого очень быстрыми темпами эта же идея начала развиваться на большом количестве других рынков, в частности, в Англии, Австралии, в других штатах США.

Принцип свободного обмена энергией, который зародился и начал распространяться благодаря Бруклинскому кейсу, по организации очень похож на интернет. В отличие от традиционной иерархической модели энергетики, **устройство новой энергетики больше всего похоже на Интернет, где у всех есть возможность взаимодействия со всеми участниками**. Поэтому для описания подобных практик мы с коллегами создали новый термин «**Internet of Energy**».

Internet of Energy

Рисунок 5.3.6. Internet of Energy

В последние несколько лет в электроэнергетике сложилась уникальная ситуация – появилось сразу несколько групп технологий, сочетание которых сделало возможным взаимодействие всех со всеми, существенно снижая стоимость и повышая гибкость и надежность этой системы:

- Появились коммерчески успешные технологии хранения энергии.
- Появился Интернет вещей (IoT), большие данные (big data) и возможности их эффективной обработки
- Появилась распределенная генерация, причем самая разная. Под распределенной генерацией я понимаю возможность производства энергии каким угодно способом, начиная с дизельной электростанции в подвале, заканчивая солнечной электростанцией на крыше.
- Появилась силовая электроника, которая позволила управлять потоками энергии в режиме on-line. Учитывая растущий объем малопредсказуемой генерации в виде различных объектов возобновляемой энергетики, эта возможность управления потоками энергии особенно важна.

В результате те **4 базовых принципа**, о которых я говорил в самом начале, и на которых почти полтора века строилась электроэнергетика, буквально в течение нескольких последних лет **стали мифами**, и это становится очевидным уже практически для всех.

Принципы стали мифами

Рисунок 5.3.7. Электроэнергию можно хранить

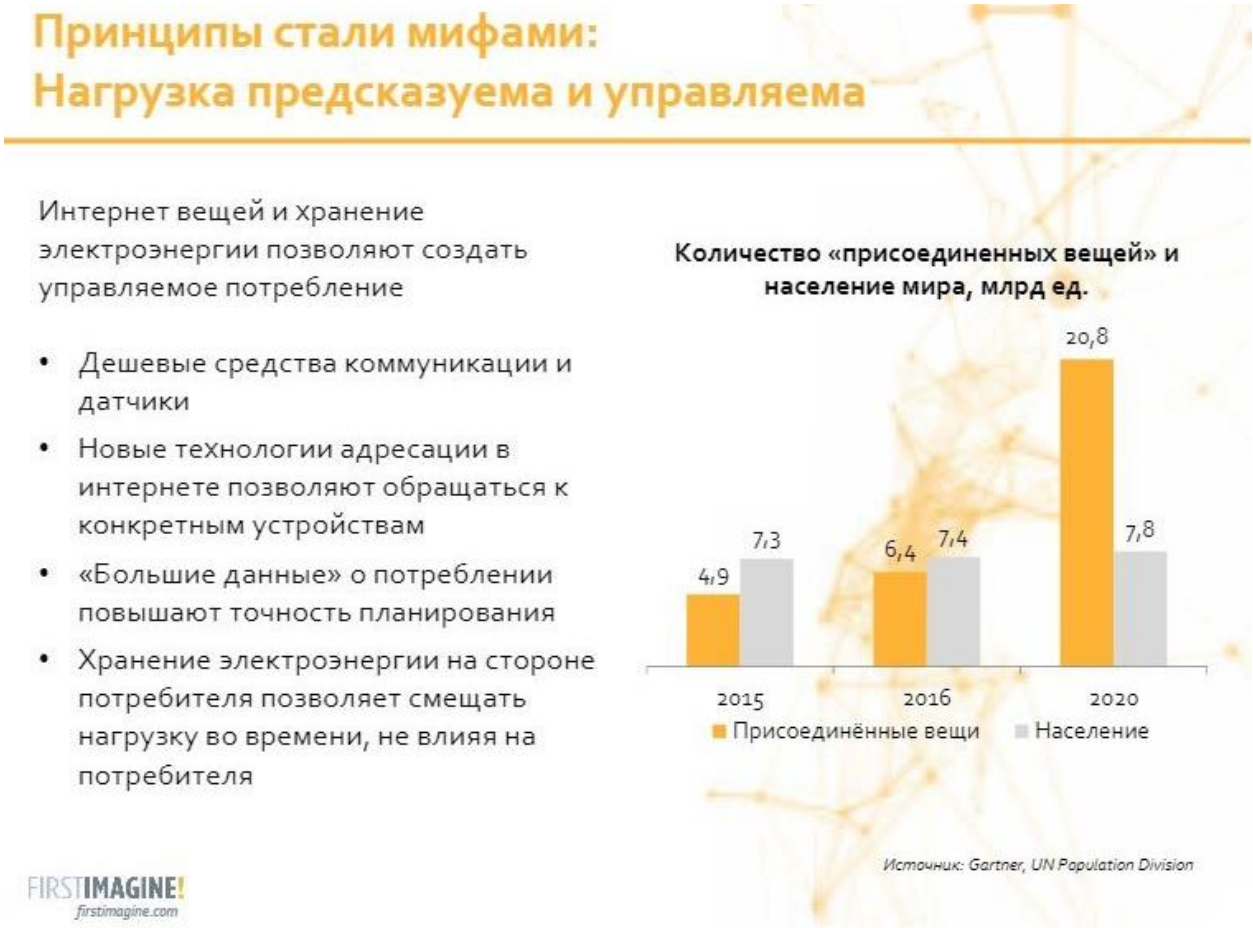
Во-первых, **электроэнергию** теперь **можно хранить**. Пока технологии хранения электроэнергии не настолько эффективны по плотности хранения, как, например, хранение энергии в бензине. Но, тем не менее, электроэнергию уже можно хранить **и технически, и экономически эффективно**.

На Рисунке 5.3.7 достаточно иллюстративный график, который показывает целый спектр разнообразных батарейных технологий, рассчитанных на разное время хранения и разную мощность, которую от этих батареек можно получить.

Раньше для хранения электроэнергии использовались либо крупные гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС), либо небольшие батарейки и аккумуляторы. Теперь электроэнергию можно **хранить в разных масштабах и разных местах**, под любые задачи, связанные с функционированием энергосистемы. В результате **появилась возможность развести во времени производство и конечное потребление электроэнергии**.

Таким образом, теперь не работает базовый принцип, который как аксиому заставляют заучивать энергетиков с первого дня в энергетических институтах, и который гласит о том, что энергетика – такая важная, большая и сложная, потому что электроэнергии всегда производится столько же, сколько потребляется, а если баланс нарушится, то вырастет или упадёт частота – и это катастрофа. Теперь это не катастрофа.

Рисунок 5.3.8. Нагрузка предсказуема и управляема



Принцип непредсказуемости нагрузки устарел абсолютно.

График количества присоединённых к интернету вещей многие из вас прекрасно видели, когда читали в Интернете что-то про новые технологии. Их уже гораздо больше, чем количество людей, и ещё больше, чем количество людей, подключенных или имеющих доступ к всемирной паутине.

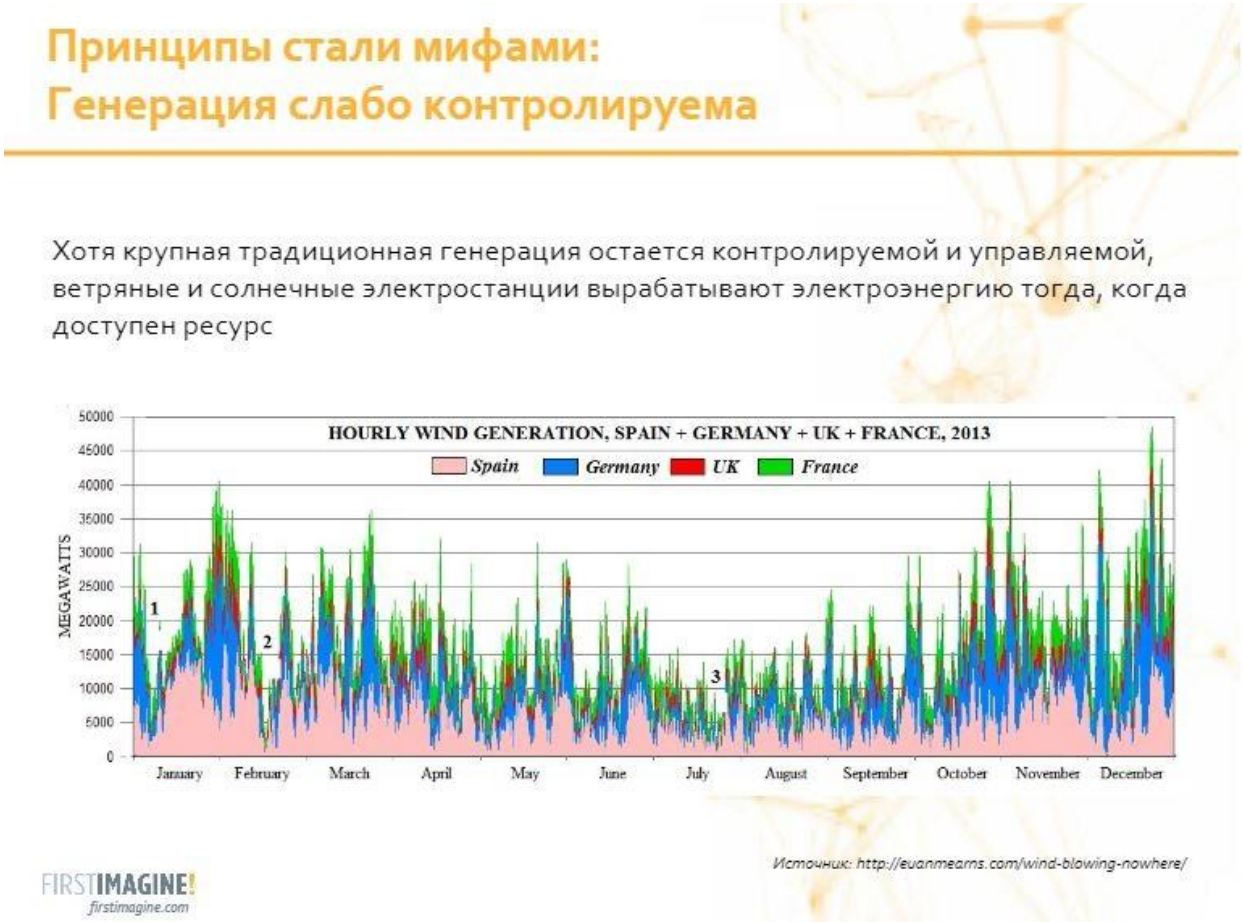
Смысл этого присоединения вовсе не обязательно в том, чтобы удалённо включать или выключать свет, или в том, чтобы вызывать такси через приложение. Да, люди используют свои connected devices, но **устройства тоже научились общаться между собой без участия человека**.

Как только такая возможность взаимодействия устройств между собой появляется, как только принципиально неограниченное количество устройств может быть связано и обмениваться данными, тут же пропадает тезис про непредсказуемость электропотребления, потому что она становится не просто достаточно точно предсказуемым, а еще и зачастую вполне управляемым. Другими словами, кондиционеры и холодильники в состоянии сами, без участия человека, определить на какой объём они могут снизить своё электропотребление без ущерба своим прямым обязанностям по охлаждению помещения или продуктов, если соответствующий запрос поступит от ближайшего трансформатора или генерирующей установки.

Важно помнить, что к таким присоединённым вещам относятся и накопители энергии, которые могут быть установлены в такой энергосистеме и также, без участия человека, реагировать на изменение ситуации в энергосистеме – выдавая или накапливая электроэнергию в соответствующие моменты времени.

Таким образом, **потребление электроэнергии в новой энергетике становится управляемым** и не менее предсказуемым, чем генерация. То есть **потребление становится таким же активным и полноправным участником энергосистемы, как генерация.**

Рисунок 5.3.9. Генерация слабо контролируема



Третий базовый принцип тоже достаточно быстро стал непригоден, **генерация стала намного менее предсказуемой**, как только появились ветряные и солнечные электростанции. Как только они стали оказывать существенное влияние на энергосистемы или участки энергосистем, в которых они стали стремительно занимать большую долю, тут же выяснилось, что **предсказывать поведение этой генерации эквивалентно предсказанию погоды**, потому что их выработка, их мощность метеозависимы.

В жизни системных операторов всего мира наступила черная полоса, т. к. одновременно были отменены все фундаментальные принципы, на которых они выстраивали свою работу. Они всё чаще **теряют способность с помощью генерации балансировать работу энергосистемы**.

Рисунок 5.3.10. Потоками энергии можно управлять

Появился новый инструмент, этот новый инструмент – **возможность объединить производство, потребление и передачу электроэнергии в единый инструмент управления энергосистемой**.

И управлять энергосистемой теперь можно не сверху, а отдать это управление на уровень автоматического взаимодействиями между устройствами.

Вы наверняка слышали термин **«Smart Grid»**, он коммерческий и не самый удачный. Все, кто занимается новыми технологами, его не очень любят. Он появился лет восемь назад, и за эти годы его ухитрились истрепать частым употреблением не по делу. Под термином «Smart Grid» понимались только совсем узкие управляемые устройства, используемые на подстанциях для организации коммуникации между участниками.

На самом деле, к чему привело это сочетание возможности использования накопителей, использование коммутируемых самостоятельных автоматических линий, предсказуемость и управляемость поведения потребителей и использования очень большого количества мелкой розничной генерации, включая солнечные панели, ветряки или еще что угодно?

Это привело к тому, что **снизилась необходимость поддержания избыточных сетей**. Сети больше не нужно содержать с таким запасом, как было раньше.

Например, в России до сих пор действует принцип, что мощность подстанции должна быть почти вдвое больше максимальной расчётной нагрузки, то есть на подстанциях обеспечивается фактически двойное взаимное резервирование трансформаторной мощности.

К примеру, есть подстанция на 50 МВт, на ней установлены два трансформатора, каждый из которых должен выдерживать по 50 МВт. Зачем? Просто, если система управляется сверху и потоки энергии идут, как правило, в одном направлении, то, если ли что-то выходило из строя сверху, то все внизу оставались без электроэнергии.

Но поскольку **в новой энергетике электроэнергия производится и хранится, как правило, рядом с потреблением,** то есть надежность энергоснабжения поддерживается снизу, то необходимости в такой избыточности на уровне передачи электроэнергии между участниками этого процесса уже нет, **можно ограничиться ровно теми линиями, которые уже физически проложены для этих случаев**.

Управление идёт снизу, на стороне конечного потребления, для переконфигурации сети и перенаправления потоков энергии, в зависимости от ситуации и в режиме online, действуют умные сети.

Технологии быстро дешевеют

Большой импульс для развития новых технологий дало падение цен на компоненты – составляющие этих новых энергосистем. Они через некоторое время уже перестают быть новыми и становятся намного дешевле, чем существующие традиционные компоненты.

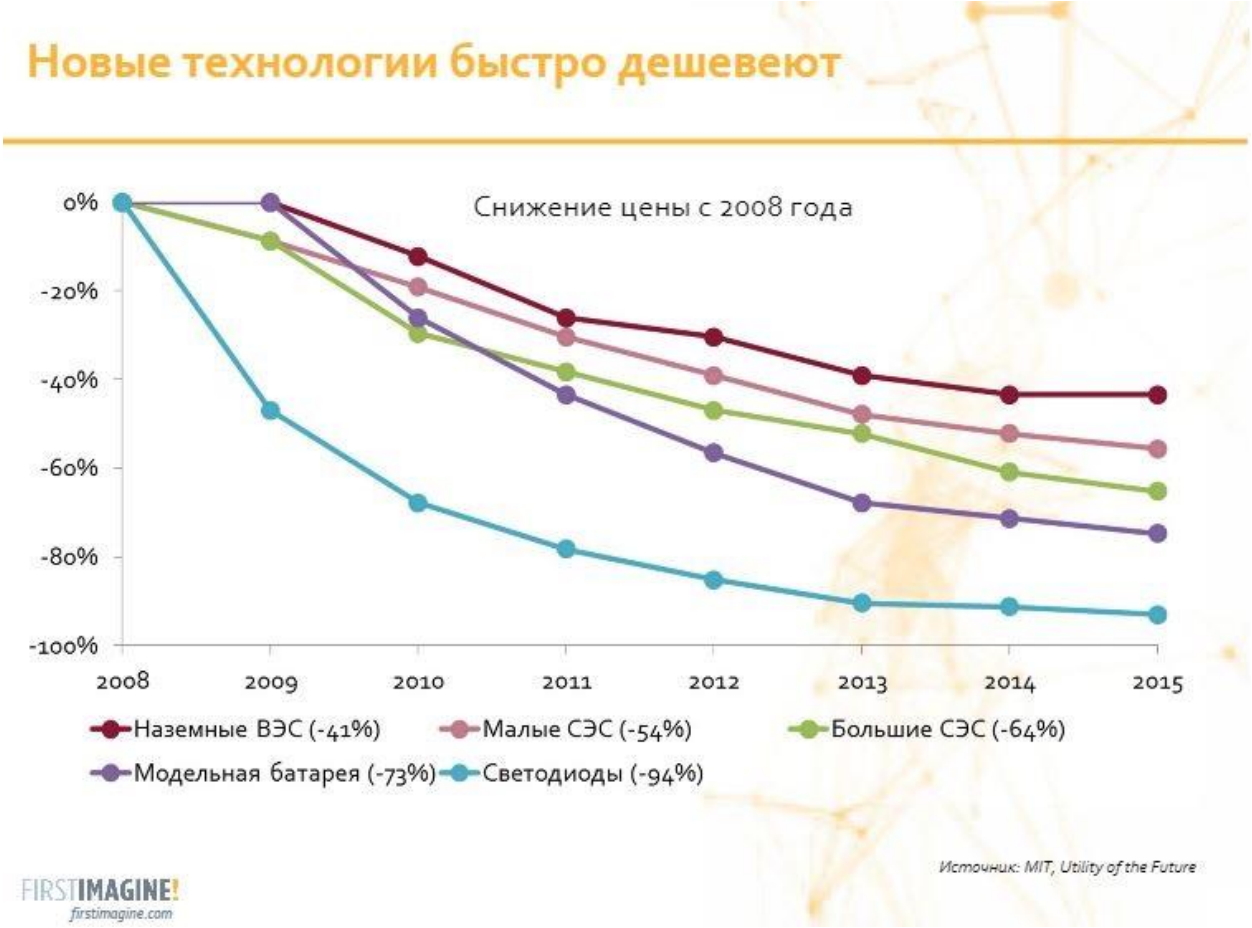


Рисунок 5.3.11. Стремительное удешевление новых технологий

Сложно представить, к падению цен на что ещё можно было бы применять логарифмические шкалы.

Рисунок 5.3.12 Стремительное удешевление новых технологий-2

Где все это работает?

Когда я начинаю об этом рассказывать, меня нередко прерывают и говорят:

«Про Нью-Йорк и Бруклинский кейс мы слышали, все теории по поводу самобалансирования снизу-вверх, управления спросом и т.д., это все здорово, есть какие-то эксперименты, но это всё чудовищно дорого».

Особенно любят говорить об этом российские сетевые компании. И они уже сообразили, что надо не бороться с этой тенденцией, а поддерживать и просить дополнительное выделение денег в тарифах на финансирование и развитие этих умных сетей.

На самом деле это дешевле, чем развитие существующих сетей и их дублирование, содержание резерва крупной централизованной генерирующей и трансформаторной мощности.

По некоторым стартапам, которыми мы занимались, я подготовил специальные кейсы, один из примеров описан на рисунке ниже.

Рисунок 5.3.13. Пример островов Силли

- **Где?**

На островах Силли, **стартап-компани**я, которая занимается одновременно развитием платформы для агрегации любых участников маленькой энергосистемы и поставкой батареек.

Эта компания **сделала схему, полностью замещающую внешнее энергоснабжение** на этом острове.

Она в основном **построена на возобновляемых источниках**. Работает, балансируется, всё прекрасно **и стоит намного дешевле, чем любой альтернативный способ энергоснабжения** на этом острове.

- **Почему?**

Потому что они пошли в логике развития накопителей до логичного завершения этой идеи и сказали:

«А зачем нам нужно ставить накопители, которые будут дублировать поставку электроэнергии из энергосистемы сверху? Фактически равносильно дублированию большой генерации, но на потребительском уровне. Давайте оставим решение с бэкапом (резервным питанием) для тех случаев, когда нужно резервирование, а **накопители поставим совсем маленькие, но много**».

Их батарейка на 30 кВт, которую я ставил в доме для работы их системы, чтобы полностью убрать из нее пики. В итоге присоединённая мощность домохозяйства должна быть всего лишь 400 Вт, всё остальное потребление, превышающее эту мощность, обеспечивается батарейкой. Это решение примерно в 20 раз дешевле, чем традиционное, которое рассчитано под перерывы внешнего энергоснабжения. **Батарею для пик-шейвинга (peak-shaving) можно поставить в 20 раз меньше, в 20 раз дешевле, она в 20 раз быстрее окупается.**

- **Что мы в результате получаем?**

В тех местах, где удается совместить:

– регулирование и стимулы, которые есть у потребителя,

– стоимость энергоресурсов и техническое решение,

– в чистом виде развивать подобные технологические букеты,

эти пакеты технологий получаются существенно дешевле, а энергосистема становится более гибкой и намного более надёжной.

Сегодня об этом можно говорить уверенно, потому что уже есть практические, а не теоретические кейсы, на которых можно увидеть, к чему это приводит.

Internet of Energy: краткие выводы

Рисунок 5.3.14. Интернет энергии: более сложная, надёжная, эффективная электроэнергетика

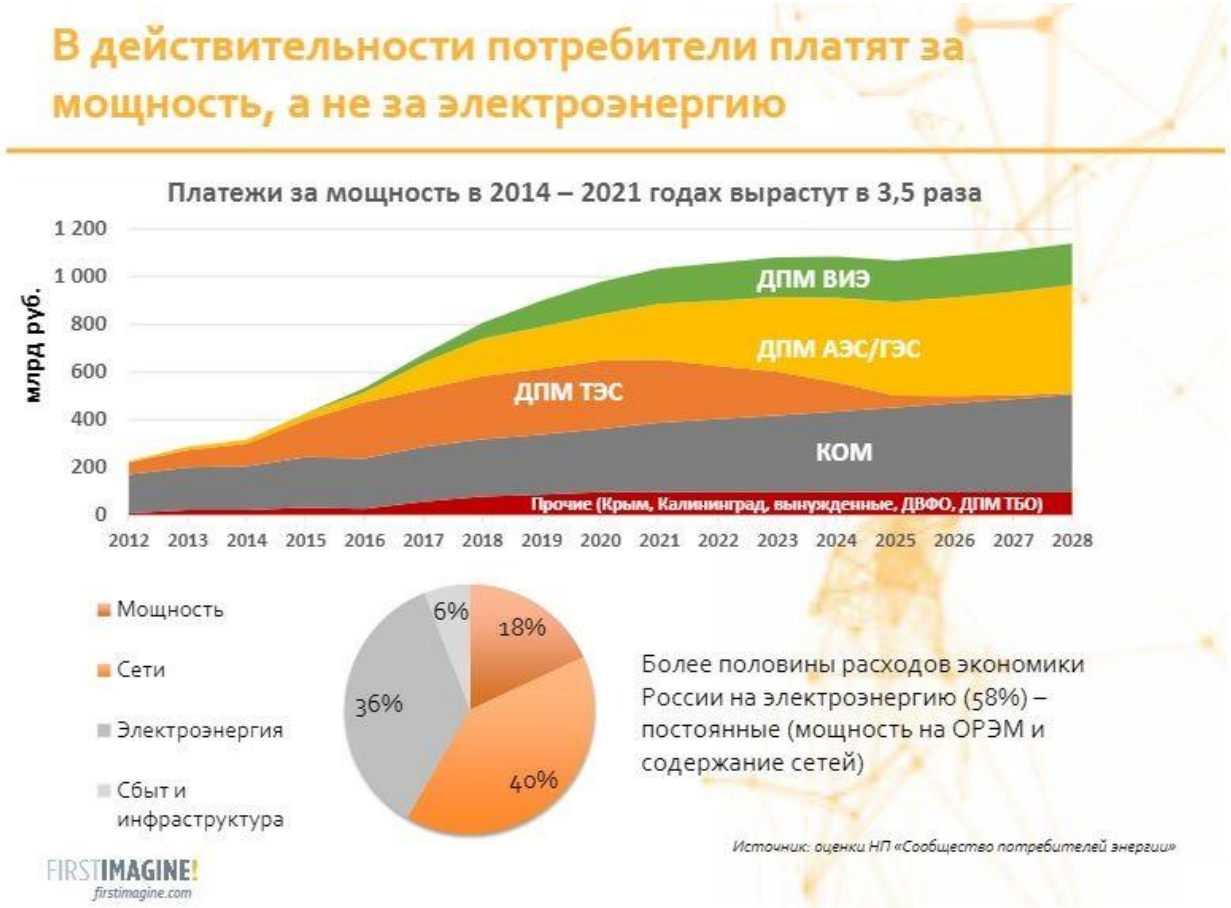
Потребность энергосистем, организованных на принципах Internet of Energy, в мощности будет примерно вдвое меньше, чем в рамках традиционных моделей.

Мы все привыкли считать, что плата идет электроэнергию, то есть за киловатт-часы.

На самом деле, в любой большой энергетике потребители платят не столько за электроэнергию, сколько за мощность. Электроэнергия – это мощность, умноженная на время.

Рисунок 5.3.15. Новые технологии экономят мощность

Рисунок 5.3.16. Потребители платят за мощность, а не за электроэнергию



Таким образом, чем меньше используется мощность для того, чтобы нас с вами обслужить, тем дешевле нам обходится содержание общей инфраструктуры.

И, наконец, самое главное.

Темпы проникновения теоретических и технологических изменений в нашу жизнь стали кратно быстрее. Мои ощущения и наблюдения за тем, что происходит с пилотами с развитием этих технологий, с увеличением зоны, в которой эти технологии используются, показывает, что самые смелые прогнозы по поводу скорости, смены модели в электроэнергетике, оказываются недостаточны. Думаю, что нефтяным компаниям в той части, которая касается электроэнергетики, уже скоро придется беспокоиться о пересмотре своих успокоительных прогнозов потребления. **Такая система будет способна интегрировать намного больше неуглеводородных источников, и очень быстро.**

Скорость изменений очень хорошо иллюстрирует Рисунок 5.3.17. Это фото одного и того же мечта в одно и то же время - пасхальный парад на 5-й авеню в Нью-Йорке. На левой фотографии, сделанной в 1900 году обведен автомобиль. Как видите, там только 1 машина, всё остальное – лошади, повозки. А на фотографии справа 1913 год, та же самая улица, практически с того же самого ракурса, там есть одна лошадь, всё остальное – автомобили.

Если уже сто лет назад скорость изменений была такой стремительной, то какова, на ваш взгляд, скорость изменений в наши дни?

Мир меняется быстрее, чем мы думаем. ●

Рисунок 5.3.17. Пасхальный парад на 5-й авеню в Нью-Йорке: 1900 и 1913 гг.

Технологии энергетики будущего

Чаусов Игорь Сергеевич
Ведущий аналитик Центра развития цифровой энергетики Фонда «ЦСР «Северо-Запад», член наблюдательного совета АНО «Институт Шифферса» член Архитектурно-технологического комитета EnergyNet Национальной технологической инициативы

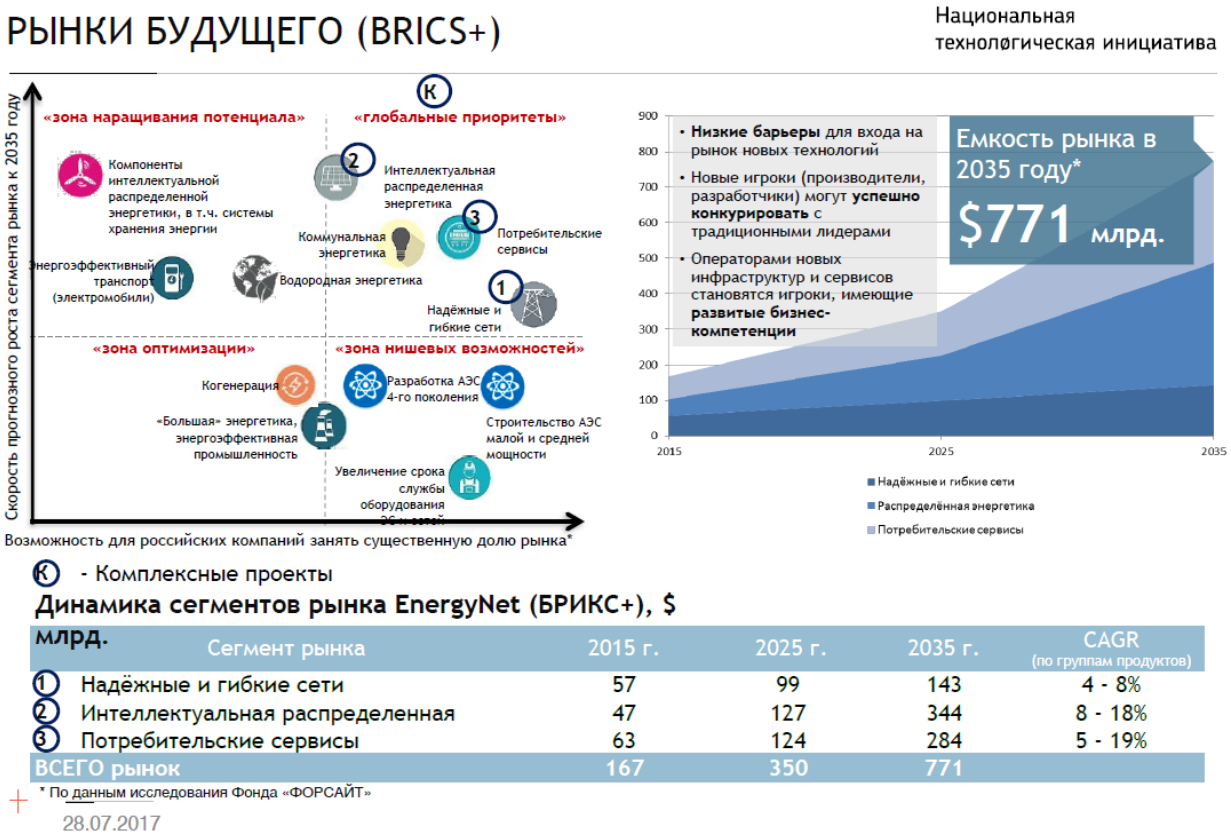
Насколько я понимаю, вы в значительной степени уже знакомы и с устройством той энергосистемы в России, которая действует в настоящее время, и с программами новой архитектуры электроэнергетики, какой она предполагает быть, в какую сторону она движется. Поэтому сегодня я хотел бы построить разговор в основном вокруг нового технологического облика, по поводу того, какие технологии в энергетике будущего окажутся в значительной степени распространены в мире и в России. Также немного хочется поговорить об особенностях их применения в России. При этом меня попросили организаторы этой школы, чтобы, с одной стороны, я максимально просто остановился на физических принципах устройства этих технологий, а, с другой стороны, чтобы презентация состояла максимально из картинок. Поэтому это будет такая книжка без текста, но с картинками.

Вам читали уже лекцию об устройстве системы управления энергосистемой, атомной энергетики, тепловой энергетики. У меня задача немного сложнее по времени, потому что мне нужно будет рассказать о порядка 25 технологиях в отличие от одной-трех для традиционной энергетики. Поэтому в значительной степени это будет обзор.

Сначала в двух словах, почему мы будем говорить о технологиях. Я думаю, о Национальной технологической инициативе и рынке «Энерджинет» (EnergyNet) особо говорить не нужно. Вы знаете, как устроен этот рынок. Просто обратите внимание на цифру 771 миллиард долларов на Рисунке 5.4.1 – емкость к 2035-му году мирового рынка технологических решений для энергетики. Это огромнейший рынок, на котором в значительной степени, к сожалению, пока Россия не представлена. И мы в этом смысле – сегмент рынка сбыта, но не игрок этого рынка.

Я скажу, какие решения на этом рынке будут в первую очередь представлены, потому что это рынок не всей энергетики вообще, а только той энергетики, которой касаются новые распределенные архитектуры. Эта архитектура представлена на Рисунке 5.4.2. Она связана с глубокой децентрализацией и производством электроэнергии, с использованием накопителей электроэнергии, с очень высоким уровнем цифровизации и автоматизации системы управления, с тем, что фактически энергосистема начинает дополняться по отношению к большим энергосистемам небольшими, связанными с ней островками, которые обеспечивают самобалансирование по мощности и обеспечивают сами себе систему управления.

Рисунок 5.4.1. Рынки будущего



Динамика сегментов рынка EnergyNet (БРИКС+), $ млрд.

Сегмент рынка	2015 г.	2025 г.	2035 г.	CAGR (по группам продуктов)
1 Надёжные и гибкие сети	57	99	143	4 - 8%
2 Интеллектуальная распределенная	47	127	344	8 - 18%
3 Потребительские сервисы	63	124	284	5 - 19%
ВСЕГО рынок	167	350	771	

* По данным исследования Фонда «ФОРСАЙТ»

28.07.2017

Рисунок 5.4.2. Глобальные тренды в энергетике

Кроме того, достаточно важный и интересный момент – это появление децентрализованных рынков. Здесь немного расскажу, на базе каких технологий эти возможности – новые организационные, управленческие – будут появляться, за счет каких технологий мы сможем перейти к энергетике, как подобию Интернета со свободным энергообменом.

Рисунок 5.4.3. Низкая эффективность использования мощности

Еще один важный момент: на что направлено использование этих технологий в России, где они могут быть интересно применены. У нас есть важная проблема: мы – страна с одной из самых дешевых электроэнергий в мире, но **с самой дорогой мощностью** – см. Рисунок 5.4.3. У нас вклад стоимости мощности в стоимость конечного киловатт-часа для потребителя одна из самых высоких в мире. Это именно процентная составляющая. В связи с этим значительный интерес для использования в России составляют все технологии, которые могут быть использованы для снижения этой стоимости мощности, вклада стоимости мощности в конечную стоимость электроэнергии для потребителя. Иначе мы окажемся на этой диаграмме – см. Рисунок 5.4.4.

Рисунок 5.4.4. Эффекты применения Энерджинет

Видите, диаграмма, тут черная полоска – это то, где мы по прогнозам окажемся по цене электроэнергии для конечного потребителя выше уровня США. Это тот уровень, который задает некую глобальную конкурентоспособность в мире. Хотелось бы оказаться по зеленой пунктирной линии существенно ниже. Потому что одним из основных конкурентных преимуществ для российского производителя, для российской экономики всегда была дешевая энергетическая инфраструктура. Условно говоря, дешевый киловатт-час был достаточно сильным, кроме дешевого рубля, подспорьем хотя бы к какой-то глобальной конкуренции.

Теперь немного про технологии. Я не буду подробно останавливаться на Рисунке 5.4.5 – посмотрите сами, из какого набора технологий состоит эта будущая энергетика. Мы их разбили на группы. Снизу – некоторая подложка вплоть до новой химии, новых материалов. Наверху – технологии рыночного управления. Это всё – системы, которые в той или иной степени используются для перехода к Интернету энергии. Синими кружочками показаны технологии, создание которых предусмотрено в рамках дорожной карты Энерджинет. То есть те, которые сейчас создаются в России компаниями рынка Энерджинет, про некоторые я сейчас расскажу.

Рисунок 5.4.5. Стек технологий

Какая перспектива у всего этого? Первая – это объем рынка стран БРИКС плюс. То есть даже не БРИКС, а Индонезия, Филиппины, Малайзия и так далее, Юго-Восточная Азия, Латинская Америка, на которую у нас есть шансы выйти со своими технологическими предложениями. По годам и по тому, какие сегменты на этом рынке присутствуют – см. Рисунок 5.4.6. В первую очередь, это технологии для распределенной энергетики и для микрогридов. Объём рынка больше 343 миллиардов долларов. И по России доля распределенной генерации должна составить порядка 15% от общей установленной мощности энергосистемы.

Теперь по поводу традиционного спора. Возобновляемая энергетика, нетрадиционные варианты энергоснабжения – имеют ли они определенные шансы на экономическое соревнование с традиционной генерацией и традиционной энергетикой. На Рисунке 5.4.7 представлены уровни приведенных цен на электроэнергию. Это фактически себестоимость электроэнергии, рассчитанная на жизненный цикл. Между разными типами генерации, – это данные по США, которые предоставляет компания «Lazard». Здесь интересно то, что это цены без учета регуляторных правил. То есть, фактически это чистая себестоимость, не субсидированная. Можете посмотреть, что и фотовольтаика, и ветер имеют на жизненном цикле достаточно неплохие показатели. По крайней мере, в среднем по США.

Рисунок 5.4.6. Малая и распределенная генерация

МАЛАЯ И РАСПРЕДЕЛЕННАЯ ГЕНЕРАЦИЯ

Национальная технологическая инициатива

Объем рынка BRICS+ технологий microgrid, $ млн.		
Технологические сегменты рынка	**2023 г.**	**2035 г.**
Управление нагрузкой и спросом на э/э	16 180	49 259
Виртуальные электростанции и vehicle-to-grid	2 343	32 199
Системы управления microgrid и интеграция	3 613	12 642
Автономные энергосистемы (remote microgrid)	3 058	4 903
Компоненты microgrid (генерация, накопители)	101 650	244 875
ИТОГО	**126 843**	**343 837**

Источники: План мероприятий («дорожная карта») «Энерджинет» НТИ, материалы III Международной отраслевой стратегической сессии «Энерджинет. Энергетика будущего. Реальная динамика изменений»

Доля распределенной генерации в энергосистеме РФ к 2035 г.

Доля объема торгов на рынке регионов РФ, доступных для microgrid к 2035 г.

Рисунок 5.4.7. LCOE различных типов генерации

LCOE различных типов генерации

Национальная технологическая инициатива

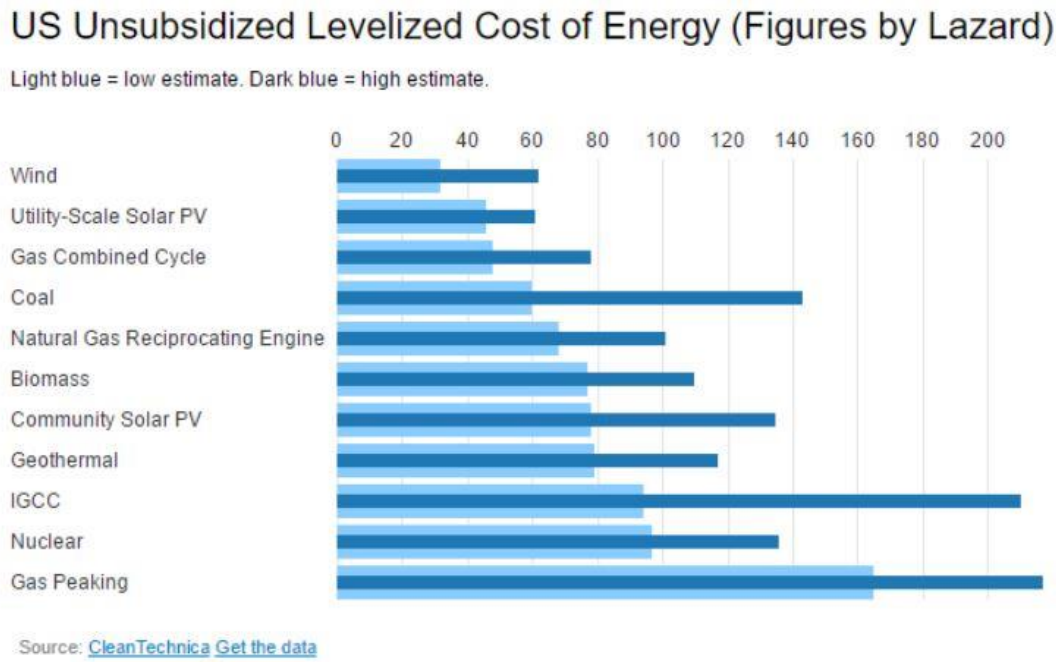


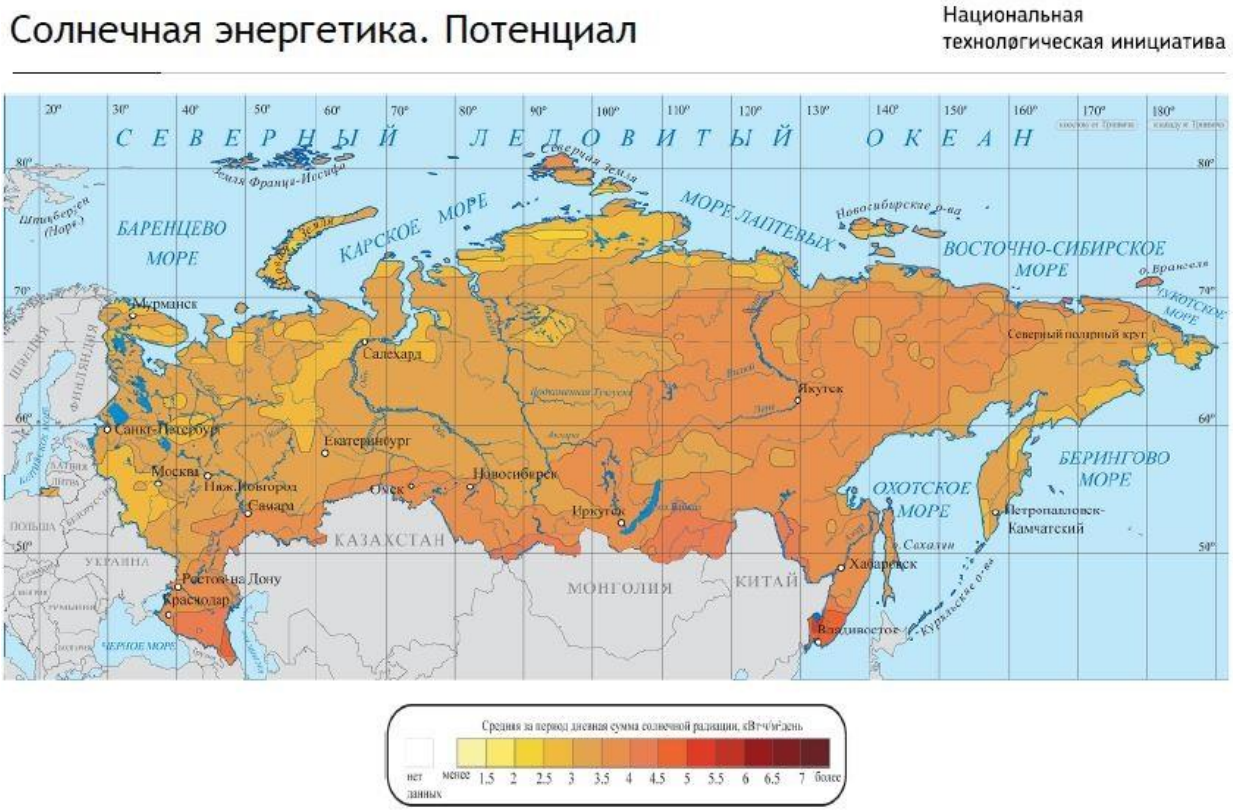
Рисунок 5.4.8. Стоимостная динамика ВИЭ

Дальше посмотрим, какая по этому поводу есть статистика. На Рисунке 5.4.8 тоже данные Lazard. Левый график – это по ветру, правый график – это по солнцу. Это тот же самый график приведенной стоимости электроэнергии на жизненном цикле. До 60%, а по солнцу до 80% снижения за последние 5 лет. Это расчеты на 2014 год.

Тезис очень простой**: и солнечная генерация, и ветровая генерация существенным образом дешевеют**. Понятно, что их применение достаточно сильно зависит от физико-географических условий местности, но, тем не менее, понятно, что они будут занимать все большую долю в электроэнергетике. На этих технологиях будет в значительной степени основана та энергетика, которая дополнит существующие энергосистемы. Вряд ли она их значительно вытеснит и заменит, но дополнит существенно.

По России до 15%. По странам Европы, скорее всего, где-то до трети, по странам Юго-Восточной Азии, может быть, даже до 80%. Потому что там просто лучше физико-географические условия.

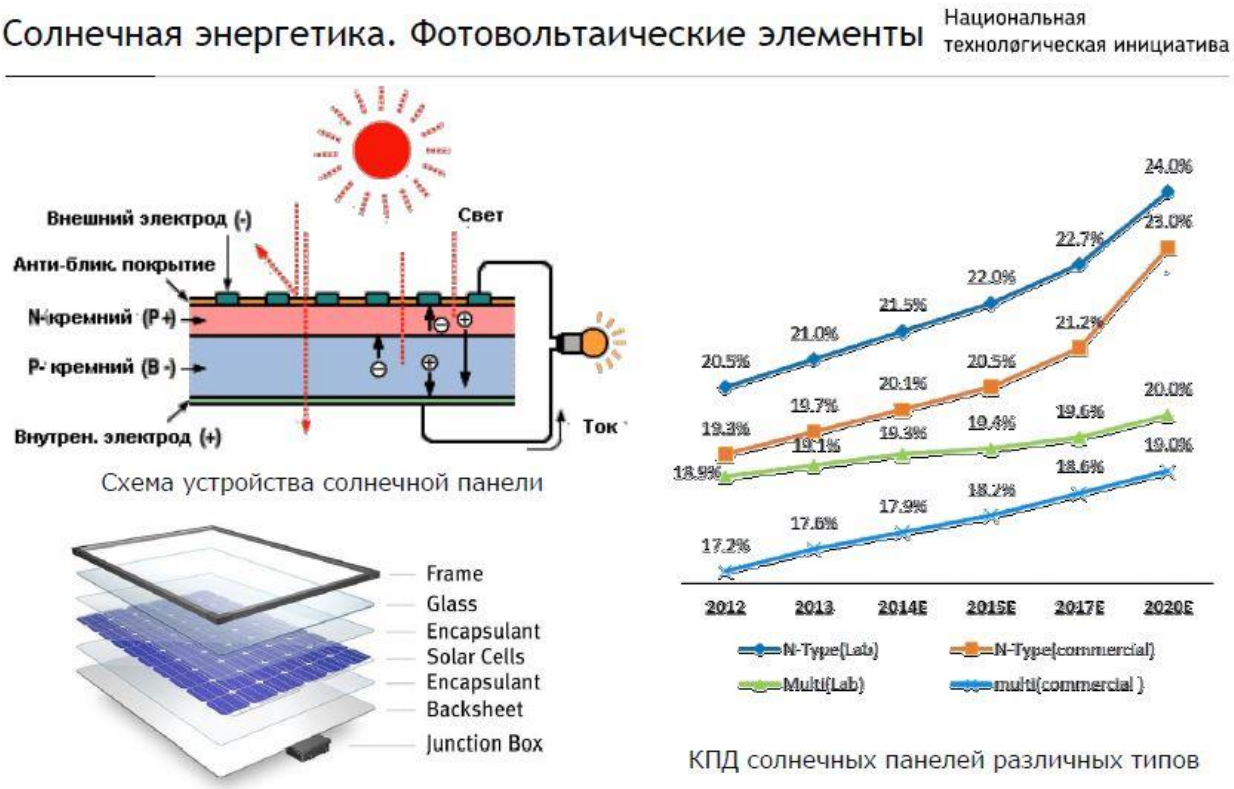
Рисунок 5.4.9. Потенциал солнечной энергетики



Теперь немного конкретных примеров. Первое – солнечная энергетика. На Рисунке 5.4.9 представлена карта – это уникальное исследование. Единственный институт, который в нашей стране владеет полными графиками солнечной и ветровой активности по России, это Объединенный институт высоких температур. Олег Попель любезно предоставил нам эту карту. Можно посмотреть, в каких регионах у нас в значительной степени есть потенциал к применению солнечной энергетики. Обратите внимание, что это наименее заселенные регионы, одновременно это регионы, не подключенные к централизованному энергоснабжению от единой энергосистемы. В этом отношении первый тезис по поводу солнечной энергетики: она будет в России применяться, скорее всего, в первую очередь там, где централизованного электроснабжения нет и где оно поэтому существенно дорогое. Там, где это электроснабжение основано на использовании дизельных электростанций, там, где это подвязано на северный завоз, там, где стоимость киловатт-часа для конечного потребителя может быть и 20, и 25 рублей. Это не 4 рубля в Москве. В этом смысле вполне конкурентоспособная технология, причем, даже без учета всяких особенностей регулирования. В основном сейчас солнечные электростанции в России возникают на Алтае, в Бурятии и Якутии. На Алтае недавно открыли электростанцию. Довольно интересный проект. Потому что он не субсидированный, то есть он в значительной степени просто инвестиционный проект. Кроме того, обратите внимание на правый нижний угол, там, где Владивосток находится. Приморский край. Очень большие возможности использования солнечной энергетики. Там очень высокая инсоляция, климат достаточно неплохой для использования солнечной энергии.

Теперь в двух словах о том, как это работает, как устроено, что из себя представляет солнечная энергетика. Я расскажу про три конкретных технологии. Первая наиболее распространенная, называется фотовольтаические элементы, то есть те самые солнечные панели, которые вы все хорошо знаете, которые вырабатывают электроэнергию непосредственно из солнечного света. Как это работает? Это слой из двух полупроводников, один из которых обеднен по электронам, другой обогащен по электронам. Солнечный свет, падающий на эти два слоя, вызывает перемещение электронов из одного слоя в другой. Фактически выбивает электроны из одного слоя в другой. При этом электроны снимаются с одного слоя и возвращаются в другой слой через проводник. Тот проводник, к которому у нас подключена нагрузка. На Рисунке 5.4.10 к нему присоединена лампочка.

Рисунок 5.4.10. Фотовольтаические элементы

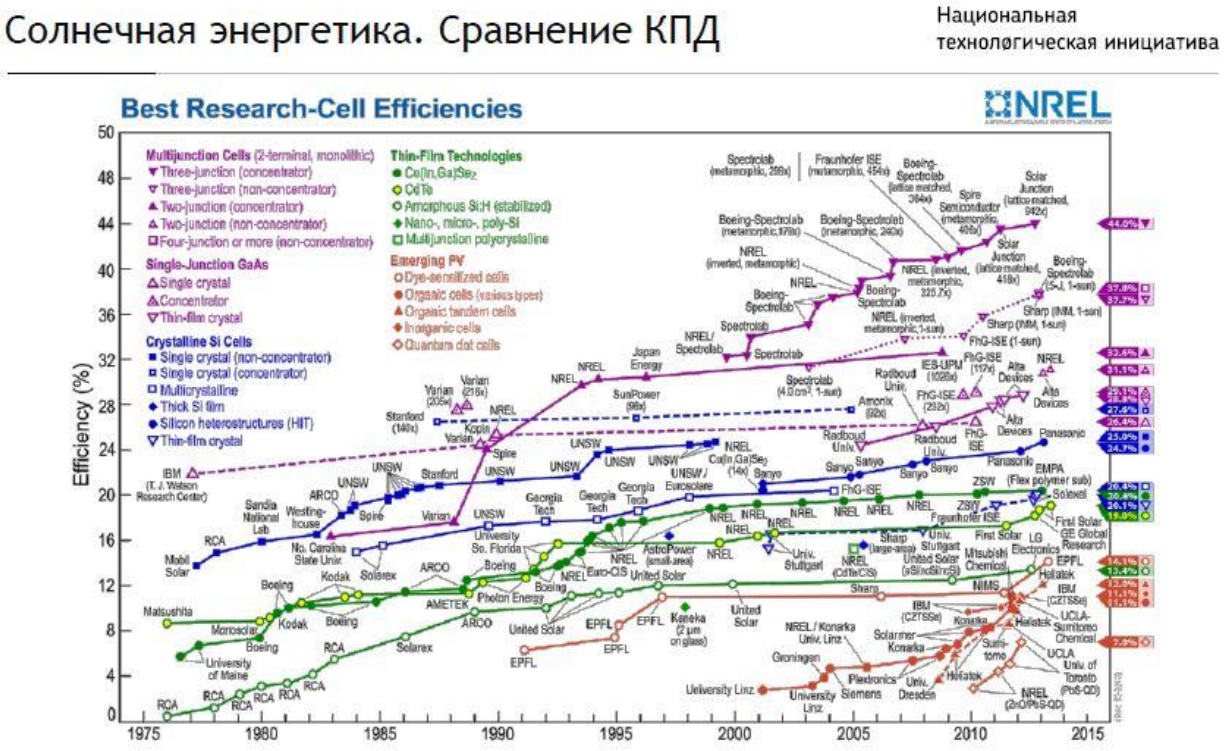


Видите, электроны – белые кружочки с минусом – двигаются из нижнего слоя вверх, дальше попадают во внешний электрод, через провод возвращаются обратно в нижний слой. Это перемещение электронов и обеспечивает нам электрический ток.

Это перемещение обеспечивается фактически выбиванием электронов посредством солнечного света. Это из школьной программы, этот тот самый фотоэффект, который первым исследовал А. Г. Столетов. Вполне традиционная вещь. Обратите внимание: физический принцип был открыт в конце XIX века. Реально солнечная энергетика только сейчас вышла на какие-то интересные технологические показатели, в первую очередь, потому что она очень сильно подвязана на тонкую химию изготовления этих слоев. На изготовление поликристаллического кремния,

монокристаллического кремния, на изготовление разного рода других подложек. Сейчас есть достаточно модная тема – это использование керамических солнечных элементов, так называемых перовскитных солнечных элементов. Там вся борьба идет в основном за показатель КПД, то есть фактически за процент энергии солнечного света, который эти солнечные панели превращают в электрический ток. В основном эти панели энергию света превращают в тепло, они просто нагреваются в значительной степени. И частично они ее просто рассеивают, отражают, рассеивают в окружающую среду.

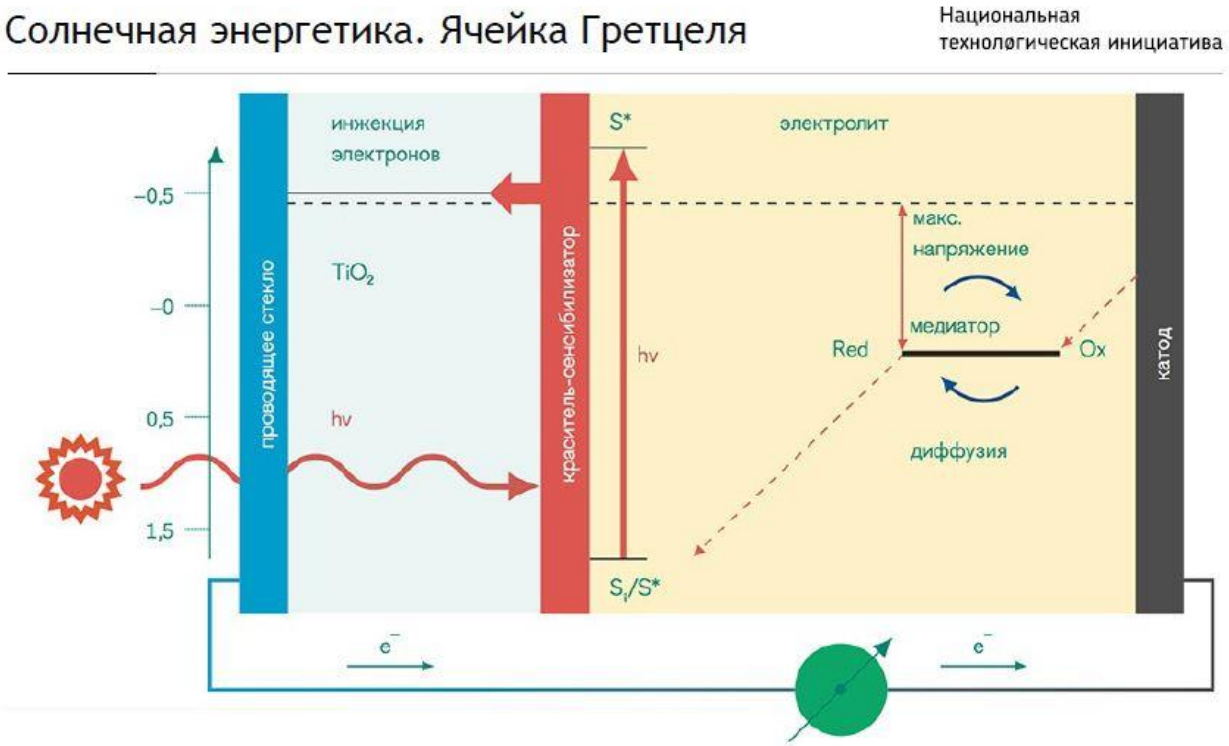
Рисунок 5.4.11. Сравнение КПД солнечных панелей



Посмотрите на Рисунок 5.4.11: нижние показатели – это коммерческие (оранжевая и голубая линии), а синяя и зеленая линии – это лабораторные образцы солнечных панелей. Вообще, КПД солнечных панелей даже лучших лабораторных образцов очень невысокий. В этом смысле сказать, что это эффективная энергетика, нельзя. Можно только сказать, что она использует даровую электроэнергию. И, кроме того, она вырабатывает электроэнергию экологически чистую, но при этом нельзя сказать, что очень дешевую. Несмотря на отсутствие затрат топлива, жизненный цикл солнечных панелей 20–25 лет, они довольно быстро теряют свой КПД во времени. Это графики, которые показывают достижения по годам, но это тот КПД, который достигается на первых трех-четырех часах, потом он начинает падать. И с годами он падает довольно резко. Он может почти наполовину упасть за 10 лет. Получается, нужно покупать солнечные панели большей площади, чем вам нужно по изначальным расчетам. Вам нужно их менять, и в этом смысле CAPEX, который вы несете по установке солнечных панелей, как правило, и создает стоимость электроэнергии. Поэтому нельзя сказать, что ВИЭ гарантировано дешевле. Они очень часто по установке дороже.

Кроме того, есть интересный факт по поводу солнечной энергетики, почему она, скорее всего, не вытеснит все остальное. Затраты энергии на производство одной солнечной батареи до сих пор выше, чем вся энергия, которую она выработает за 25 лет своей службы. Это агрегат, который энергию только расходует. Он его не генерирует. Чтобы выработать этот кремний, его выплавить, произвести, нужно больше энергии, чем она сгенерирует за все это время. Условно говоря, одна солнечная панель вторую сама сделать не может из-за того, что достаточно низкий КПД.

Рисунок 5.4.12. Ячейка Гретцеля

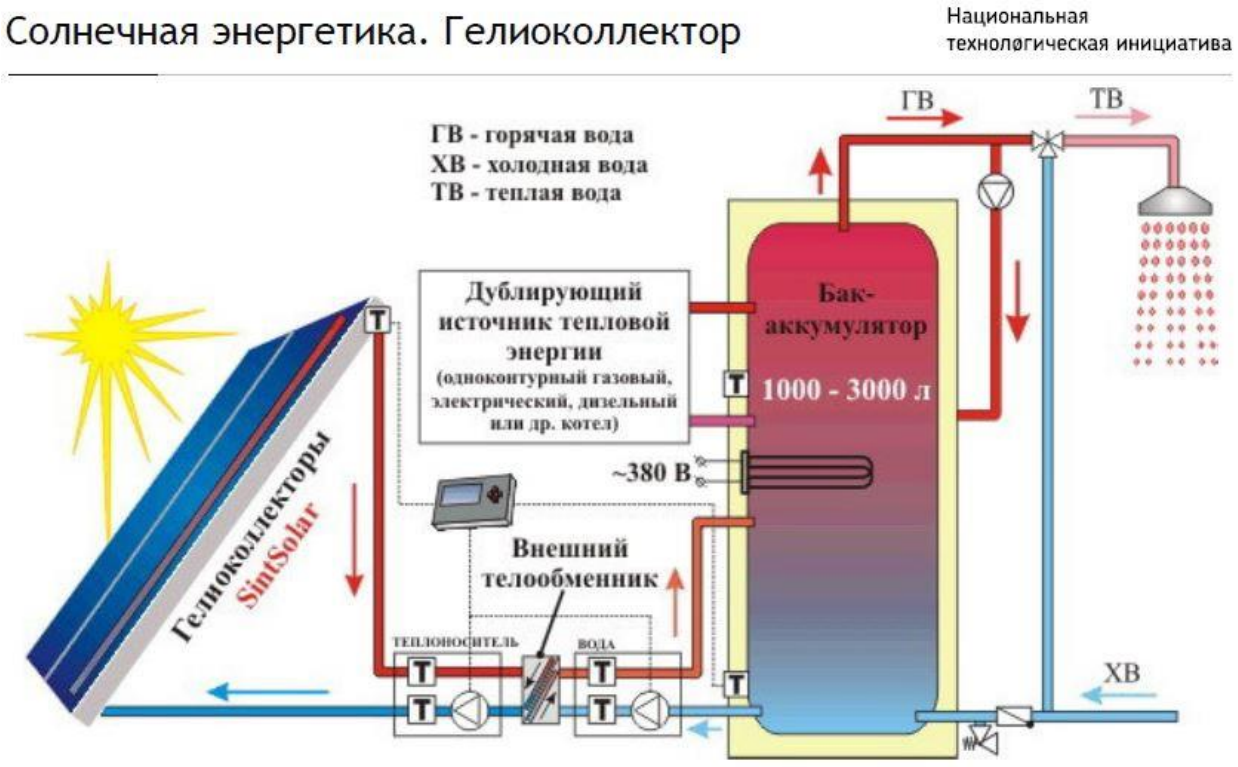


Следующая идея, каким образом можно было бы повысить КПД. Одна из последних нобелевских премий, которую дали группе Гретцеля. В нашей стране у него есть коллеги, которые работают с ним в Московском государственном университете. На Рисунке 5.4.12 ячейка Гретцеля, которая использует не только полупроводники для того, чтобы генерировать электроэнергию, но использует еще специальные органические химические вещества, которые позволяют передавать энергию через себя этому полупроводнику. Это надо сделать для того, чтобы существенно расширить ту часть солнечного спектра, энергия которой захватывается солнечными панелями. Фактически туда добавлено еще одно вещество, которое выступает переносчиком энергии. Оно аккумулирует солнечное излучение и передает полупроводнику. Электрон из одного слоя переходит в другой, но есть некоторый помощник, который позволяет на себе сконцентрировать и этим электронам передавать энергию, захватывая ту часть спектра, которая не захватывается обычными полупроводниковыми солнечными батареями. На Рисунке 12 показано, как это устроено. Электроны двигаются от правого к левому слою, а потом возвращаются в катод через цепь. Вот зеленый кружок со стрелкой – это нагрузка, это то, что мы питаем от этой солнечной батарейки.

Промышленных образцов пока у Гретцелевских ячеек нет, это в основном эксперименты. Имеется важный момент, что этот краситель-сенсибилизатор, то самое вещество-переносчик, к сожалению, в этой реакции расходуется. Его все время нужно подливать, что недешево, да и не очень удобны в использовании. Конечно это более дешевая история, но она позволяет до 8% или даже 10% еще накинуть на КПД солнечных батарей.

И последняя, традиционная и самая используемая в мире солнечная энергетика – это солнечные коллекторы, см. Рисунок 5.4.13. Сейчас они в России используются относительно широко. Пользуются популярностью в южных странах. Идея простая. Вы прогоняете воду через слои пластин, которые нагреваются от солнечного света. В каком-то смысле это деревенский душ, то есть поставили бак, покрасили его черной краской, он нагрелся на солнце, вы эту воду используете. На Рисунке 5.4.13 показана схема гелиевого коллектора, который обеспечивает горячее водоснабжение. Туда подается холодная вода, она прогревается на солнце и поступает в бак, где накапливается теплая вода. Используется в Сочи, а в Турции последние 30 лет используется уже массово.

Рисунок 5.4.13. Гелиоколлектор



Такого типа геллиоколлекторы при концентрации большого количества солнечного излучения в небольшом объеме, через который прогоняется эта вода, обеспечивают возможность выходить на температуры 200–250 градусов, то есть фактически на технологический пар. И это – вариант тепловой электростанции. Может быть сделано не как горячее водоснабжение, а как тепловая электростанция, где источником тепла для получения перегретого пара, крутящего турбину, является солнечная энергия.

Может быть, видели фотографии, это используется, например, в Саудовской Аравии, в ОАЭ на башне, на которою сконцентрирован свет зеркал. Огромные поля зеркал в пустыне, они концентрируют свет наверху башни, через которую прогоняется тот теплоноситель, который дает пар при существенно более низких температурах. Например, аммиак. То есть, какое-то вещество, которое используется как теплоноситель вместо воды, чтобы испарялось не при 100 градусах при атмосферном давлении, а при 25–30 градусах. Этот пар прогревается и дальше крутит специальные паровые турбины, рассчитанные не на водяной пар.

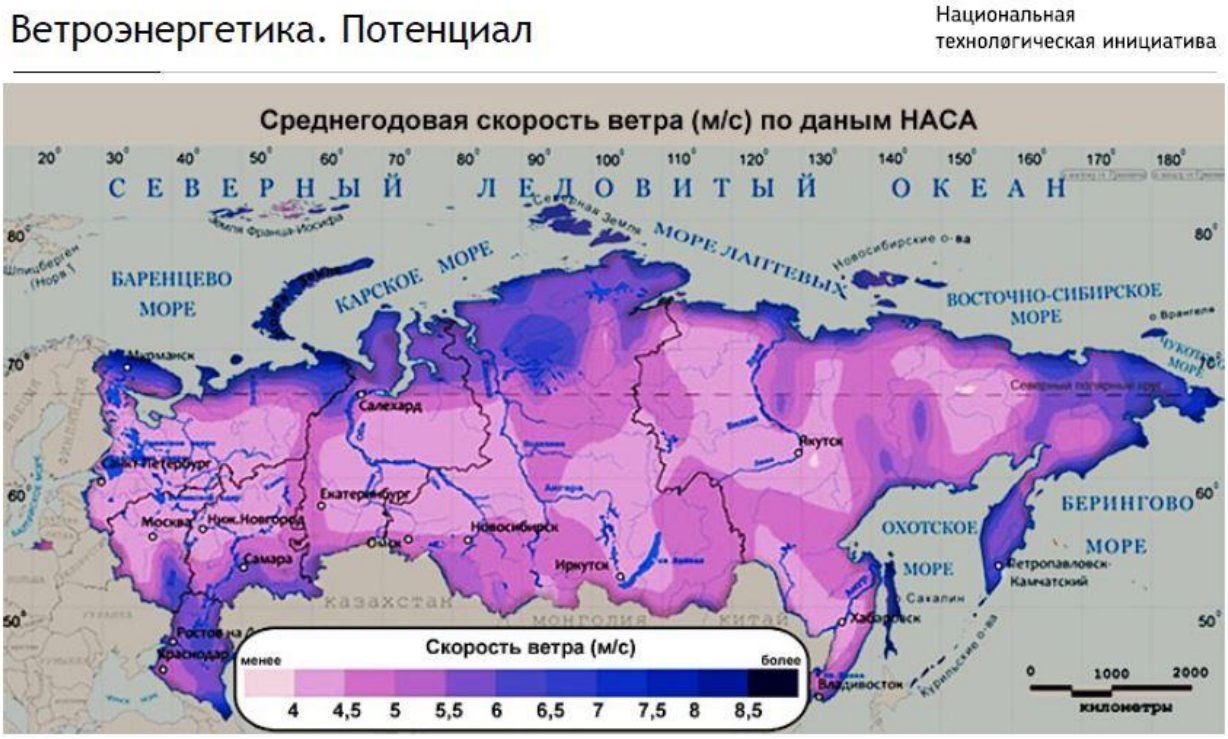
Довольно эффективная схема. Она обеспечивает КПД почти 25–30%.

То есть, на уровне уже тепловых электростанций. Одна беда: очень большая площадь под зеркала, нужна длительная продолжительность светового дня – близко к экватору — и очень чистое небо. Пустынные территории – Сахара. Аравийский полуостров идеально подходят для использования такого типа электростанций. Жаркие страны с муссонным климатом не очень подходят, из-за большого рассеивания от облаков.

Вернёмся к Рисунку 5.4.11 – на нём уникальная по состоянию на 2015 год сводка, по-моему, по всем промышленным образцам солнечных панелей и по эффективности. Есть даже редкие 44% – это экспериментальные работы, которые делали американцы. В целом видно, что КПД от года к году по чуть-чуть поднимается, хотя, скорее всего, мы здесь достигли теоретического предела. Дальше будет происходить большее удешевление самой технологии производства этих панелей, и они получат значительное распространение. В Испании, например, на солнечной энергетике в некоторые особенно удачные дни вырабатывается до 100% всей вырабатываемой электроэнергии. Но это Испания. Это не о России. У нас инсоляция не очень высокая, небольшая продолжительность светового дня в среднем по году в тех зонах, где сконцентрировано основное население. А там, где у нас достаточно высокая инсоляция – или никто не живет, или горы. На Кавказе, например, высокая инсоляция, но там мало площадей под использование солнечных панелей.

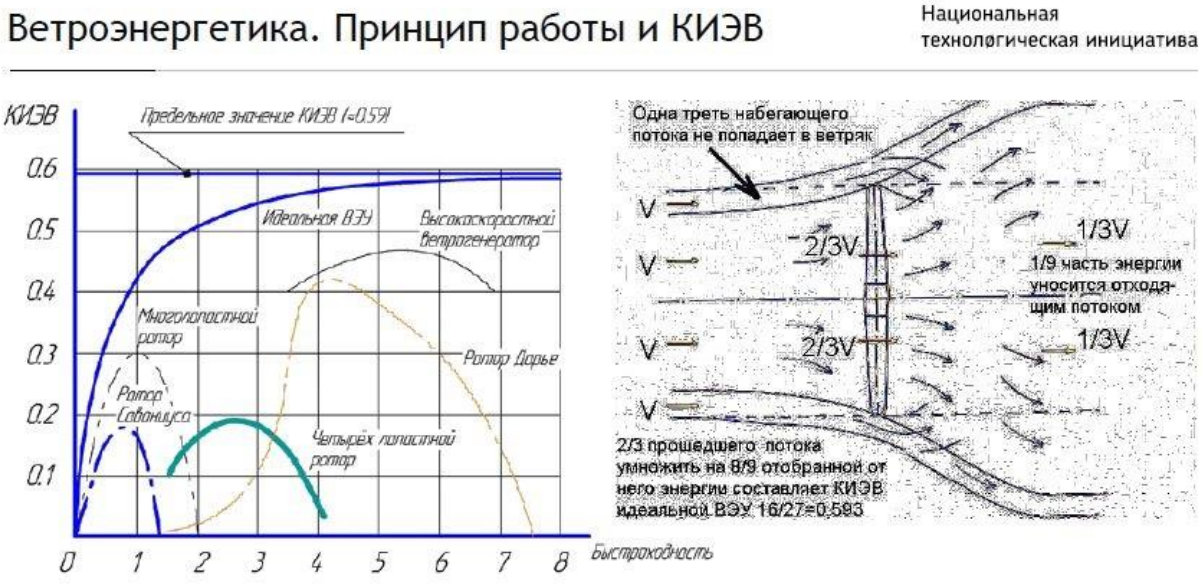
Ветроэнергетика. Тоже традиционный вид нетрадиционной энергетики. Рисунок 5.4.14 – ещё одна карта от Олега Попеля. На ней показана скорость ветров. В основном понятно: у нас страна лесов, и ветра особенно нет. При этом надо понимать, что ветер, который мы ощущаем на высоте, условно говоря, метр – два метра от земли, он всегда довольно слабый. Метеорологи меряют ветер на высоте 10 метров, и выше он возрастает, как степенная функция в степени примерно 0,4. Происходит довольно быстрое возрастание скорости ветра от высоты. В высотных зданиях на 25-м этаже чувствуется хорошая скорость ветра даже в городах равнинного типа той же Москвы.

Рисунок 5.4.14. Потенциал ветроэнергетики



На высотах, куда поднимают опоры ветрогенераторов, скорость ветра довольно приличная. Мощность ветровых электростанций растет по формуле, представленной на Рисунке 5.4.15.

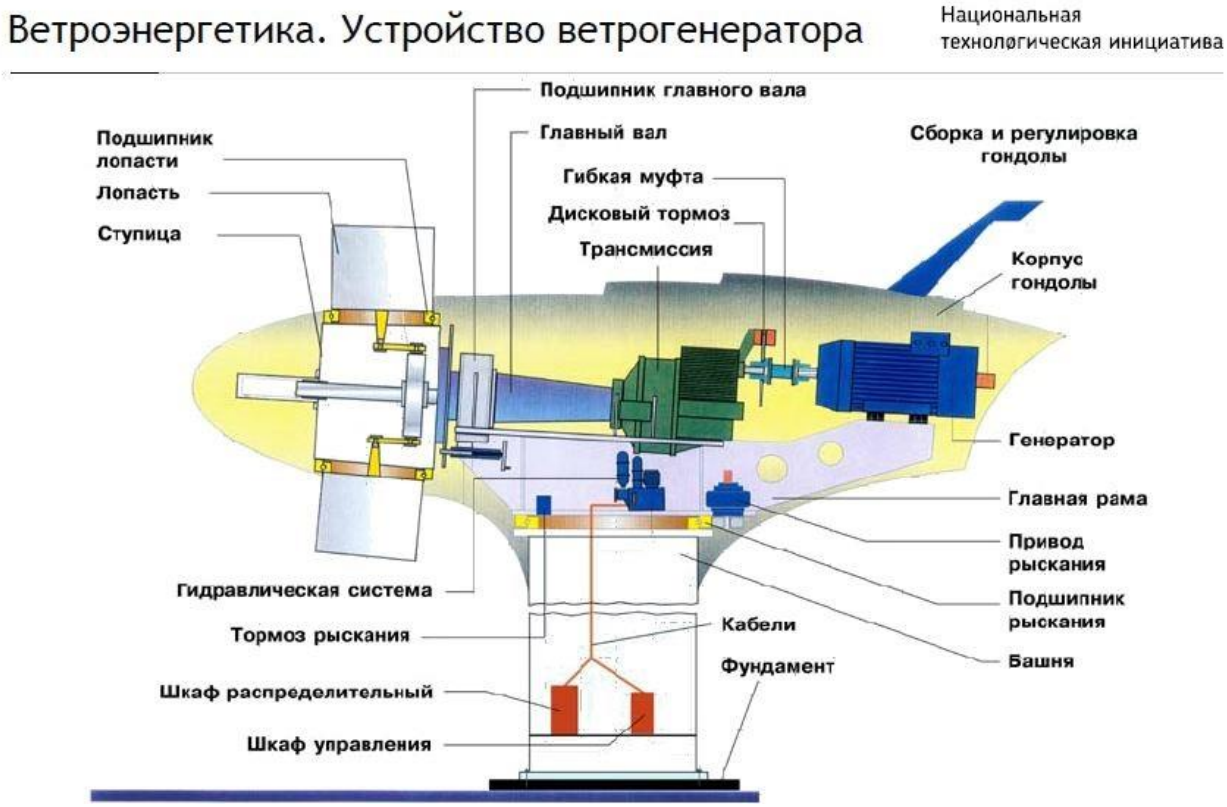
Рисунок 5.4.15. Принцип работы ветроэнергетики



$$\frac{\rho F V^3}{2} \cdot \xi$$

Мощность ветрогенератора пропорциональна третьей степени скорости ветра, то есть она очень быстро растет в зависимости от этой скорости. Поэтому фактически применение ветрогенераторов возможно для выработки, они развивают вполне приличную мощность практически везде по стране. Другой вопрос, насколько постоянной является эта скорость ветра. Потому что при ее падении сразу падает мощность, и получается выработка с большими перебоями. Кроме некоторых регионов. Один регион великолепен с точки зрения использования энергии ветра – это Крайний Север. Другой вопрос – кому она там нужна, и насколько возможно обслуживать эти ветрогенераторы.

Рисунок 5.4.16. Устройство ветрогенератора



По степени технологической сложности современные ветрогенераторы сопоставимы с большим гражданским авиалайнером. Более того, они испытывают схожие проблемы, поскольку физический принцип одинаков: приводится в движение за счет эффекта крыла. Устройство большого ветрогенератора показано на Рисунке 5.4.16. Набегающий ветер разделяется на лопасти. На лопастях что происходит? Набегающий поток ветра каждой лопастью делится на два потока. Один проходит с одной стороны лопасти, другой – за лопастью. За счет того, что форма у лопасти такая же, как у крыла самолета, путь, который проходит этот воздух с одной и с другой стороны, разный. Из-за этого по уравнению Бернулли получается, что давление этого воздуха тоже разное, оно выше с той стороны, где набегающий поток, и ниже за ветряком. Это создает эффект вращения, то есть фактически ту подъемную силу, которая давит на ветряк и обеспечивает вращение этого ветроколеса. Вся основная теория ветрогенераторов была разработана тем же самым академиком Жуковским, который разработал теорию крыла, теорию планера.

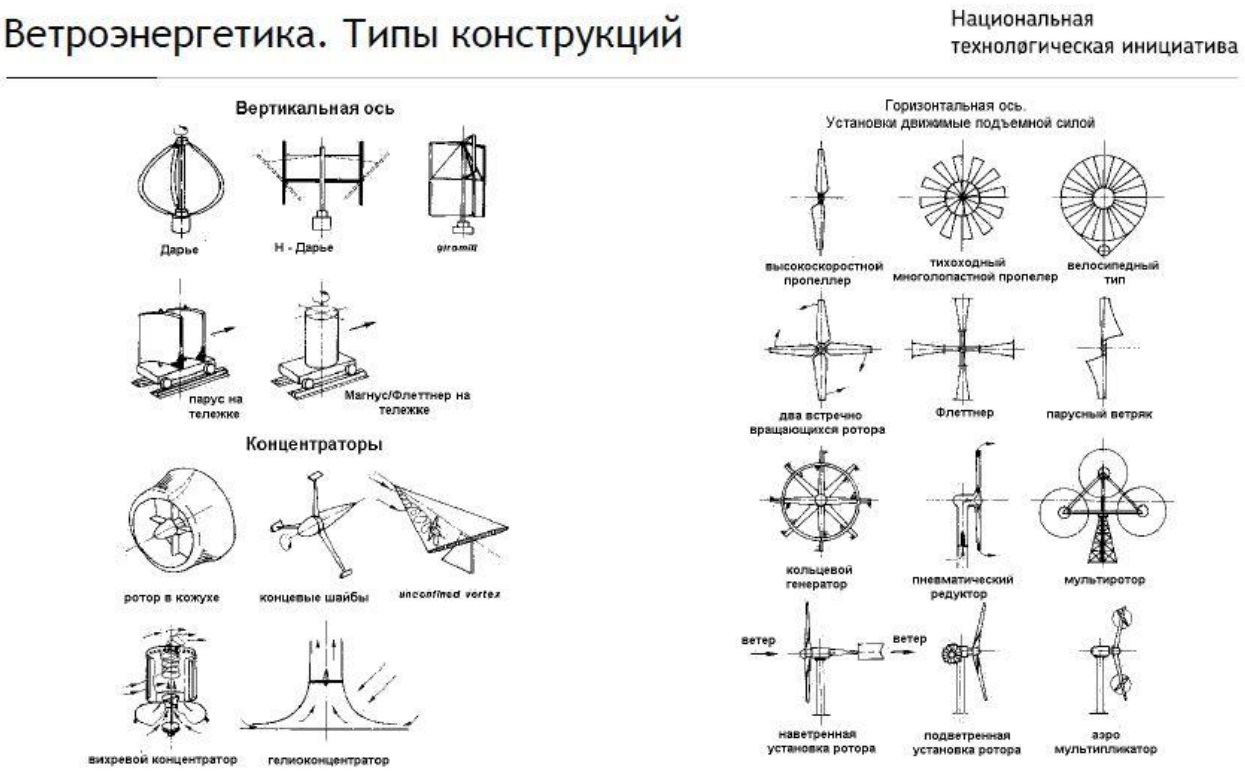
Ветряки испытывают весь тот набор проблем, что и самолеты. В первую очередь, оледенение. Они очень сильно боятся влажных, холодных климатов. Поэтому, возвращаясь к карте, Север – это большая технологическая проблема. Как в условиях постоянного оледенения, когда температура воздуха падает ниже нуля, а влажность воздуха достигает 80–85%, обслуживать их? Даже летом. Хотя Таймыр – это зона постоянных ветров. Там даже есть, что питать. Норильск – довольно крупный потребитель. Но здесь большие проблемы связаны именно с обслуживанием.

Вторая большая зона – Сахалин, Курилы и Камчатка. На Курилах, например, практически все завязано на дизеля. Частые перебои с электроэнергией: каждый день хотя бы на час-два их отключают. И бытового потребителя, и промышленного. Там есть довольно большой завод, который перерабатывает красную рыбу, и от этих перебоев имеет проблемы. Поэтому там экономика дорогая. Только за 10 дней, которые мы там провели, через нас прошли несколько довольно серьезных тайфунов, то есть нет никаких проблем с ветром. Но там нет ни одного ветрогенератора по той же самой причине, что ветрогенераторы нужно обслуживать, нужно ими управлять и так далее.

Лопасти в ветрогенераторе приводит в движение главный вал, который передает на генератор вращательное движение. Имеется определенный способ механической стабилизации скорости и частоты вращения по той причине, что генератор должен давать по возможности 50-герцовый ток. Все современные генераторы уже выдают ток через инверторы. То есть, стоит выпрямитель, который превращает переменный ток в постоянный и из этого постоянного тока формирует 50-герцовый переменный ток с постоянной частотой так, чтобы частота тока в сети не зависела от скорости ветра и частоты, с которой вращается это ветровое колесо. Это технологически преодолённая проблема, но это оборудование, установленное в башне ветрогенератора, в значительной степени увеличивает стоимость самой установки.

Крыло по отношению к ветру можно расположить по-разному, задать форму лопастей, выгнуть их как-то и так далее. Рисунок 5.4.17 – картинка из советского учебника шестидесятых годов. Это формы ветрогенераторов, которые использовались тогда. Сейчас их стало еще больше. Математическое моделирование позволяет оптимизировать эту формулу. Чем они принципиально отличаются с точки зрения функционирования? Они рассчитаны на использование ветров с разной средней скоростью. Есть ветрогенераторы, рассчитанные на малоинтенсивный ветер, есть, наоборот, на быстрые ветра. Можно подобрать практически для любой местности, для любого ветра в той или иной степени подходящий ветрогенератор.

Рисунок 5.4.17. Ветроэнергетика. Типы конструкций

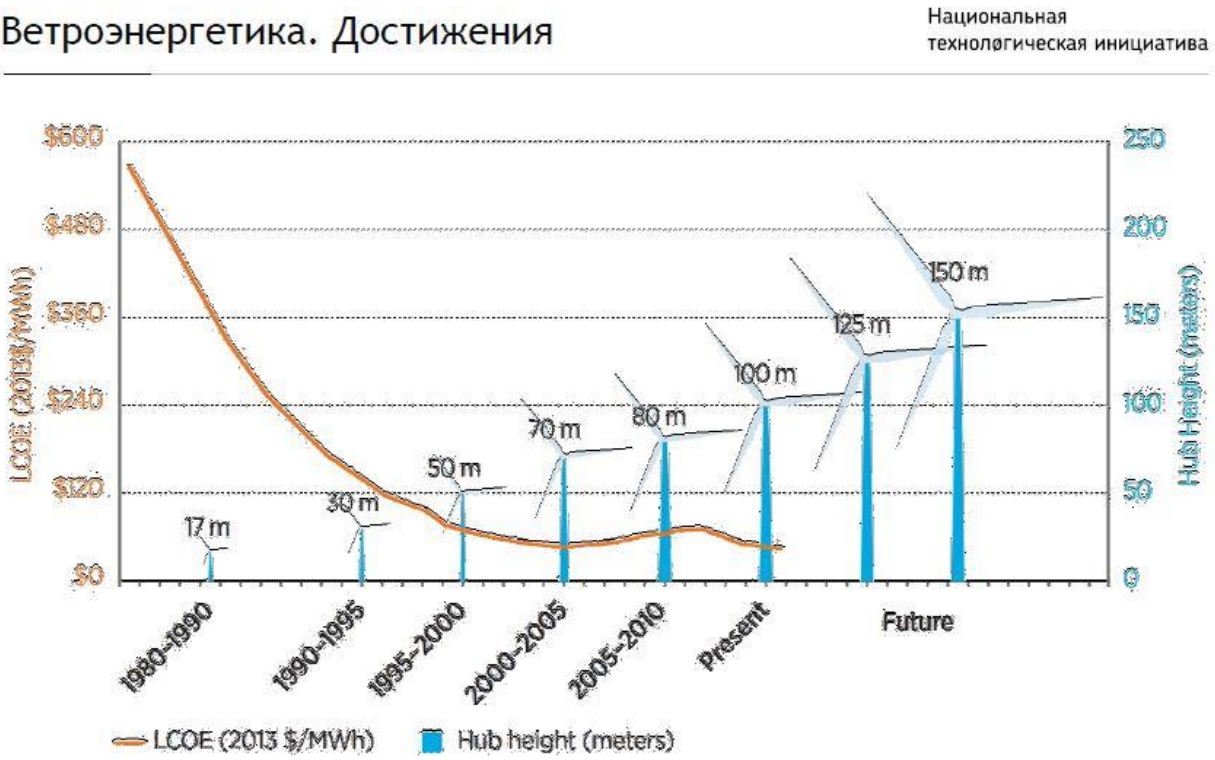


Почему этот подбор делается? Возвращаемся к формуле, которая приведена внизу. Кроме плотности воздуха, площади ветряка и скорости ветра есть еще один параметр в этом произведении. Это так называемый коэффициент использования энергии ветра (КИЭВ). По сути дела – это КПД для ветрогенератора. Посмотрите снова на Рисунок 5.4.15 – на левой картинке он ниже, чем 0,6. Это теоретический предел для идеального ветряка. Можно показать на основе несложных физических соображений, что выше 58% КПД ветрогенератора быть не может. То есть, мы не можем за счет аэродинамики отнять у ветра больше, чем 58% той энергии, которую он принес нам на ветряк. Потому что всегда часть будет уходить за ветряк. Это видно на левой картинке: частично воздух будет обтекать этот ветряк, за счет уплотнения перед ним часть воздуха будет выдавливаться справа, сверху, сверху, снизу. Часть потока все равно будет уходить за ветряк. Мы не можем организовать там полностью вакуум с полной потерей давления, поэтому часть энергии все равно уйдет.

На левой картинке на Рисунке 5.4.15 приведены примеры для разных типов роторов, то есть для разных форм этих ветровых колес, зависимость коэффициента энергии ветра от того, насколько скорость вращения колеса превышает скорость ветра. Быстроходность – то частное от деления скорости ветряка, фактически скорости точки на конце ветряка, с какой она вращается по этому кругу, к скорости ветра. Поэтому с помощью таких картинок можно подобрать при вашем соотношении площади ветряка и средней скорости ветра наиболее подходящий тип ротора. Но реально видно, что там даже близко ни одна не подбирается к теоретическому пределу, то есть реальные ветряки существенно хуже, чем тот идеальный, который считал Жуковский.

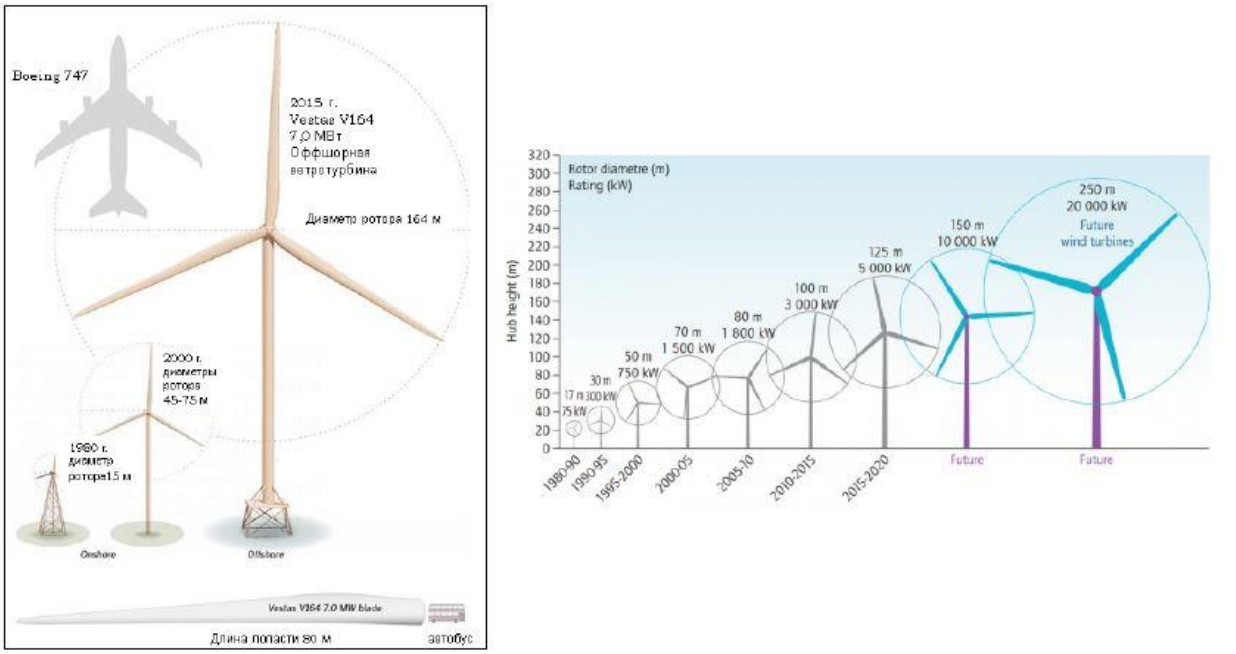
Посмотрим на статистику на Рисунке 5.4.18. Оранжевый график, который здесь приведен, это та самая стоимость киловатт-часа, себестоимость производства энергии. Она падает в зависимости от того, насколько большой ветряк вы можете поставить. Поэтому есть такая интересная вещь: в отличие от солнечных панелей, у которых киловатт-час примерно одинаково стоит, если они у вас стоят на крыше дачи или если вы отвели для нее 300 миллиардов гектаров – одно и то же, удельная стоимость одинаковая. А здесь, чем больше ветряк, тем он дешевле с точки зрения киловатт-часа, который он вырабатывает. Отнесенные к киловатт-часу большие ветряки дешевле, поэтому ветровая энергетика развивается не как распределенная, а как концентрированная там, где хорошие ветра. А где у нас хорошие ветра? Там, где море: большие разности температур и очень открытое пространство.

Рисунок 5.4.18. Достижения ветроэнергетики



В Шотландии в километрах 25 от побережья открыли очередное гигантское поле с гигантскими ветряками. Они никому там не мешают, особенно не шумят, хоть шум от них довольно приличный. В том месте постоянно хороший ветер. Ветряки ставят, как правило, там, где океанические течения формируют постоянную разницу температур и дуют постоянные, не ослабевающие и не меняющиеся в зависимости от времени суток ветры. Видите, 100 метров, 125 метров – это в метрах диаметр колеса, то есть это фактически раствор лопастей. До 125 метров. Кроме того, они все время растут в высоту. Оптимальный ветряк – это башня высотой 1000 метров, и раствор колес 500 метров – см. Рисунок 5.4.19.

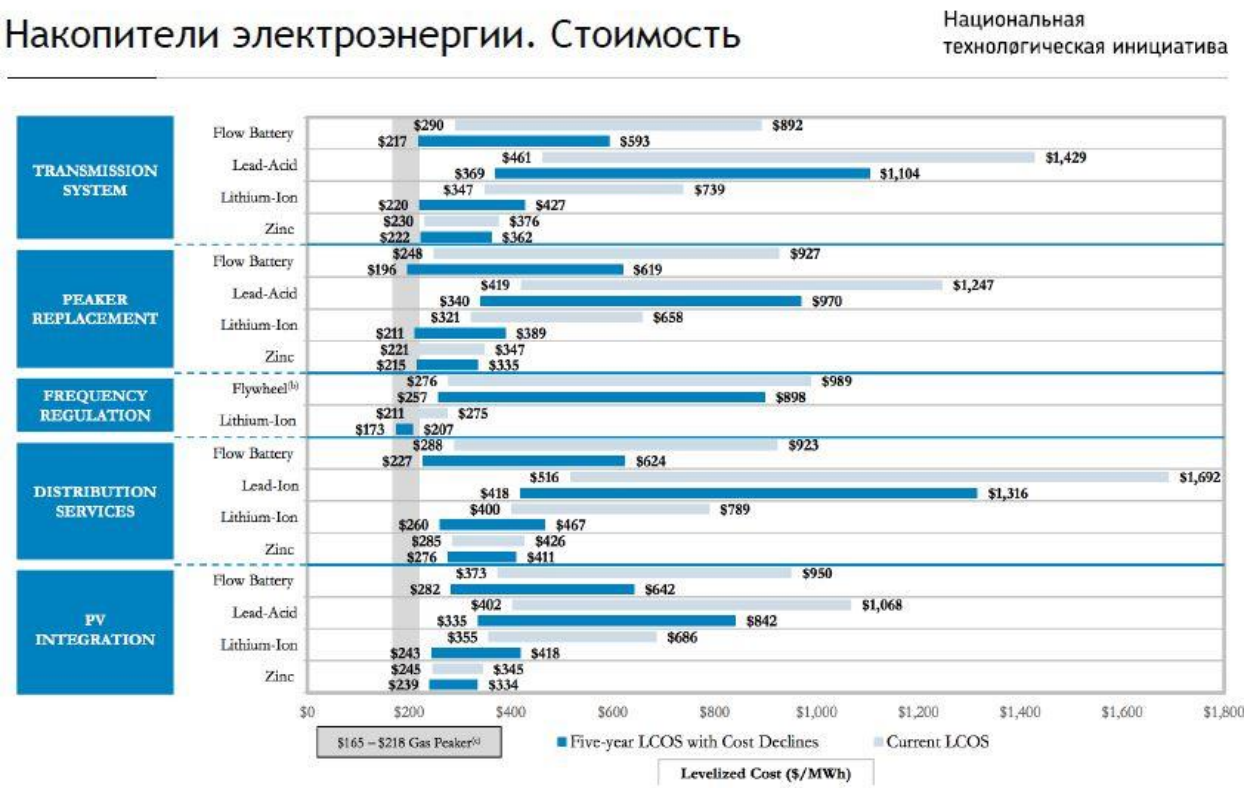
Рисунок 5.4.19. Диаметр ветрогенераторов



Важно понимать, что ветровая энергетика – отнюдь не малая энергетика. Для сравнения: справа – реальный ветряк, стоящий как раз в море, поставленный в 2015-м году недалеко от Шотландии – см. Рисунок 5.4.19. Для сравнения, по размерам как Боинг-747. Это гигантское циклопическое сооружение. И мощность – 7 МВт. Это не киловаттные установки, а очень мощные. Таких ставят в поле штук 100 и набирают 700 МВт. Получается огромная электростанция.

Теперь по поводу накопителей электроэнергии. Важно сказать об этом, потому что если у нас в энергосистеме есть солнечная и ветровая генерация, то мы точно знаем, что она у нас будет непостоянная по времени. Особенно ветровая. Скорость ветра разогналась до 30 метров в секунду — у нас от этой скорости огромные мощности. Она упала — мы провалились по генерации. Это означает, что в энергетике будущего использование этих дешевых источников энергии будет требовать ещё использование какого-то буфера, который будет нам позволять сглаживать эти пики генерации. Кроме того, есть еще важный момент, что накопители электроэнергии позволяют сглаживать пики потребления. Достаточно важная задача – максимально выровнять график потребления при помощи каких-то технических свойств.

Рисунок 5.4.20. Накопители энергии



Электроэнергия имеет интересную особенность: накапливать ее в больших объемах до последнего времени было нельзя, и мы всю электроэнергетику сделали из расчета, что у нас одномоментное потребление. Генерировали и почти на скорости света передали. Накопители электроэнергии, наконец, позволят сделать электроэнергию нормальным товаром, который можно складировать. На Рисунке 5.4.20 приведена стоимость накопителей. Фактически это та стоимость, которая набрасывается на каждый киловатт-час, если мы его потребляем не моментально, а начинаем хранить. Только здесь она приведена не к киловатт-часам, а к мегаватт-часам. Здесь же приведены ориентировочные капитальные стоимости для разного типа систем хранения электроэнергии. Дальше расскажу про то, как эти системы работают.

Во-первых, очень большая разница в зависимости от того, какой именно тип системы хранения используется, что там за физические и химические принципы. Во-вторых, довольно большая разница в зависимости от той функции, в которой он используется. Если он нужен для поддержания системы передачи электроэнергии, для регулирования частоты в системе, это одни устройства. Если он нужен для сглаживания ежедневного двухчасового пика, это другие устройства. Они по-другому устроены, они имеют другой набор параметров и другие стоимости. Если нужна интеграция ВИЭ, это третье устройство. Их довольно много разных типов. Но мы сейчас живем в очень интересную для энергетиков эпоху: в ближайшие 10 лет они получат массовое распространение в энергосистемах и в значительной степени приведут к изменению самой архитектуры энергосистемы.

Теперь немного по поводу прогнозов. На Рисунке 5.4.21 приведена стоимость за киловатт мощности, покупная стоимость.

Рисунок 5.4.21. Накопители энергии. Стоимость-1

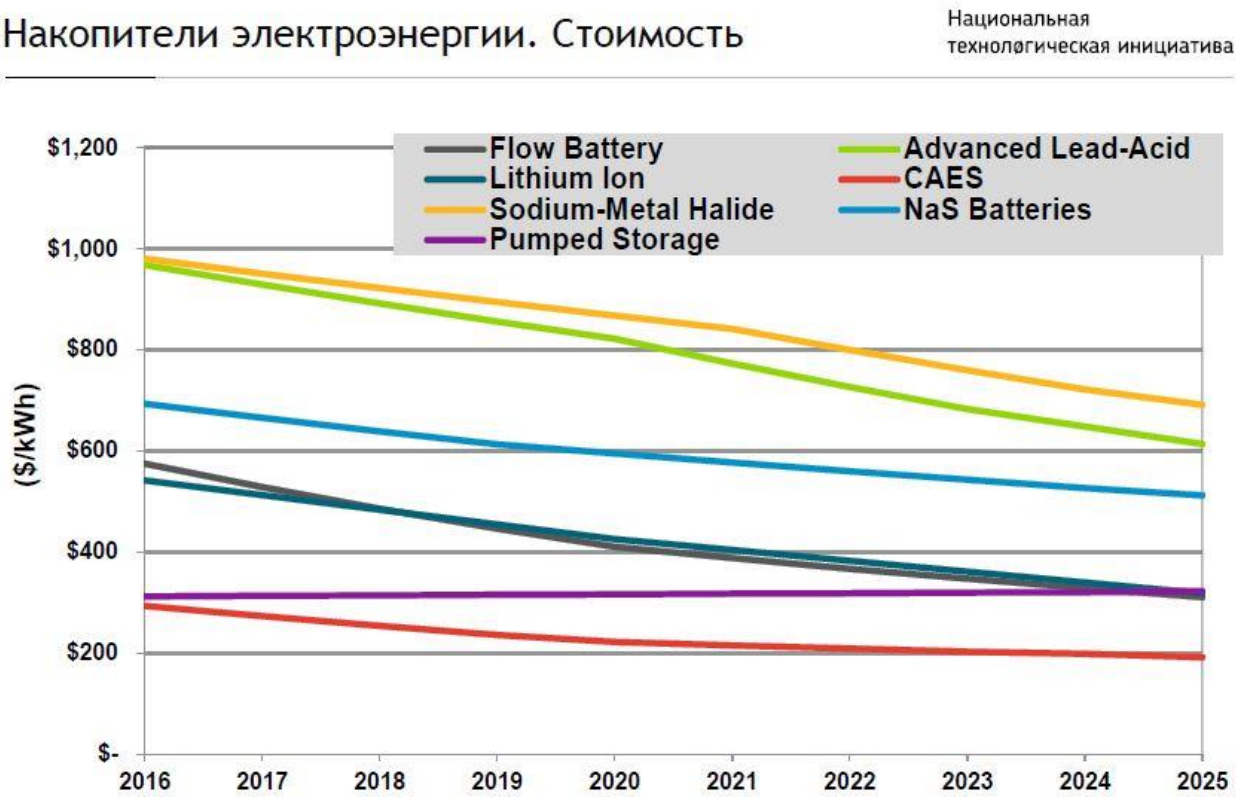
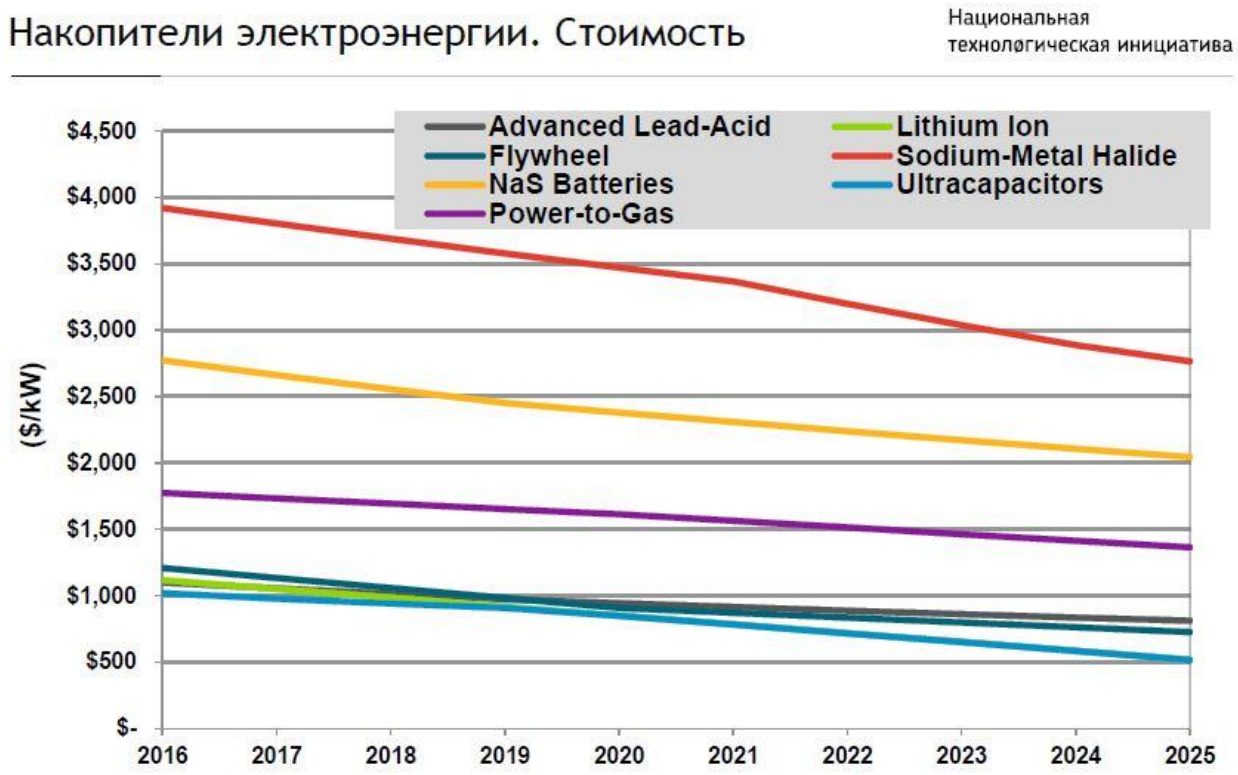
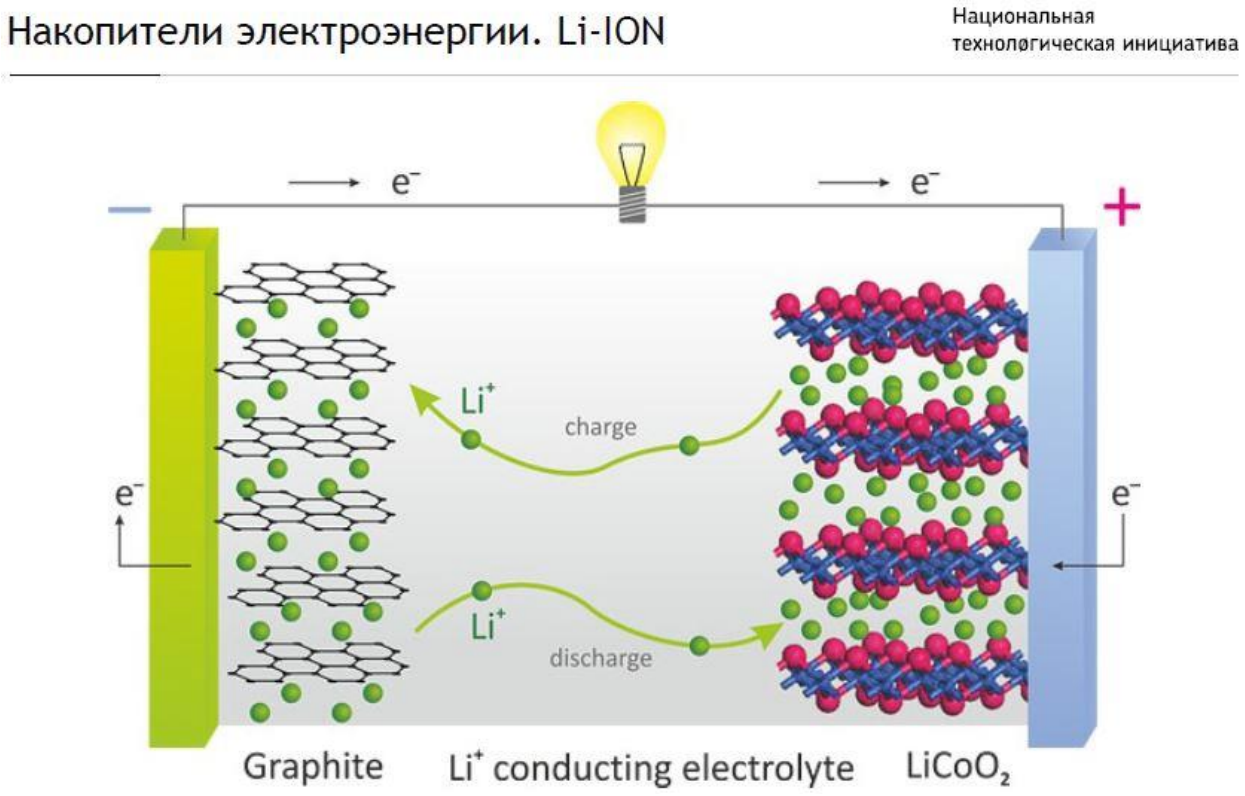


Рисунок 5.4.22. Накопители энергии. Стоимость-2



Вот капитальные затраты. Видите, что они в пределах 2025-го года падают. Это данные Navigant Research, прогноз по падению стоимости для всех типов технологий. На Рисунке 5.4.22 такой же график, только для киловатт-часа, аккумуляторные емкости. Или более знакомое для вас – ампер-часы: кто телефоны покупает, смотрит, сколько аккумулятор держит, или power bank покупает, они измеряются в ампер-часах. Это тот же самый показатель, сколько в долларах тратится на каждый ампер-час той батарейки, которую покупаете. Они тоже дешевеют. Здесь интересный момент: и ВИЭ дешевеет, и накопители дешевеют. В сумме они дают достаточно интересное, при определенных условиях вполне себе окупаемое энергетическое решение.

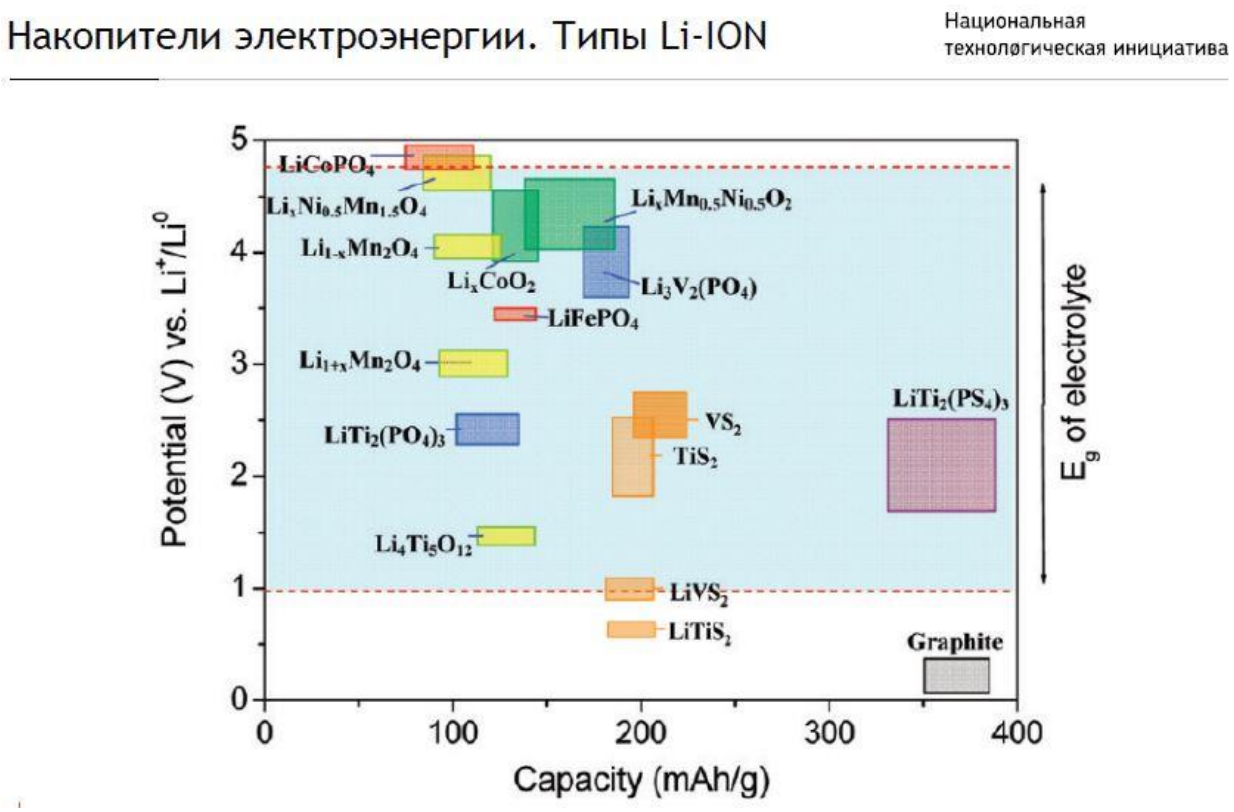
Рисунок 5.4.23. Литий-ионный аккумулятор



Теперь немного по поводу принципов. За счет чего мы можем обеспечить это накопление? Все физические принципы более-менее были известны частично со времен Аристотеля, частично с XIX-го века. В этом плане здесь нет каких-то новых научных открытий, но есть новые интересные технологические открытия. На Рисунке 5.4.23 классический литий-ионный аккумулятор. Литий-ионный аккумулятор есть у каждого из вас в огромных количествах: телефоны, зарядники и так далее. За счет чего мы обеспечиваем хранение электроэнергии? Идея та же самая, что и фотовольтаика: нам надо разделить заряды, нам нужно сделать так, чтобы у нас в этом устройстве отрицательные заряды были каким-то образом с одной стороны, а положительные – с другой стороны, и чтобы они не перемешивались, то есть нам нужно каким-то образом их друг от друга отделить.

Делается это следующим образом. Носителем заряда в литий-ионных батарейках являются ионы лития. Они маленькие, легкие и очень подвижные. Когда мы заряжаем батарейку, мы при помощи энергии электрического поля, при помощи той электроэнергии, которую мы туда закачиваем, перемещаем их в одну сторону, и они перемещаются из кобальтата лития в графит. В графите эти ионы лития сидят, как песок в каком-то пористом теле. В этом смысле они с ним связаны не химически, а занимают пространство между слоями графита. Если вы помните из школьной программы, вот эти слои шестигранников, фактически между этими слоями мы можем в небольших полостях набить некоторое количество ионов лития, которые удерживаются в этом графите до тех пор, пока вы не подключаете к ним нагрузку. Как только вы подключили внешнюю нагрузку, они начинают перемещаться обратно в кобальтат лития. При этом возникает электрический ток, и энергия разделенных зарядов начинает расходоваться на нагрузку. Соответственно, эту операцию можно проделывать некоторое ограниченное, но достаточно большое количество раз, гоняя ионы лития туда-сюда. Фактически они у вас в батарейке так и бегают.

Рисунок 5.4.24. Накопители электроэнергии



При этом, литий-ионные аккумуляторы могут использоваться и в бытовых устройствах, и в электромобилях. Кстати, если вы знаете, у наиболее нашумевшего электромобиля Тесла батарейки сделаны, по сути дела, из пальчиковых элементов. Они набраны из огромного количества элементов, которые по размеру, как пальчиковые батарейки, в которых происходит эта реакция. Существует огромное количество разных вариантов конструкций этих литий-ионных батареек – см. Рисунок 5.4.24. Чем

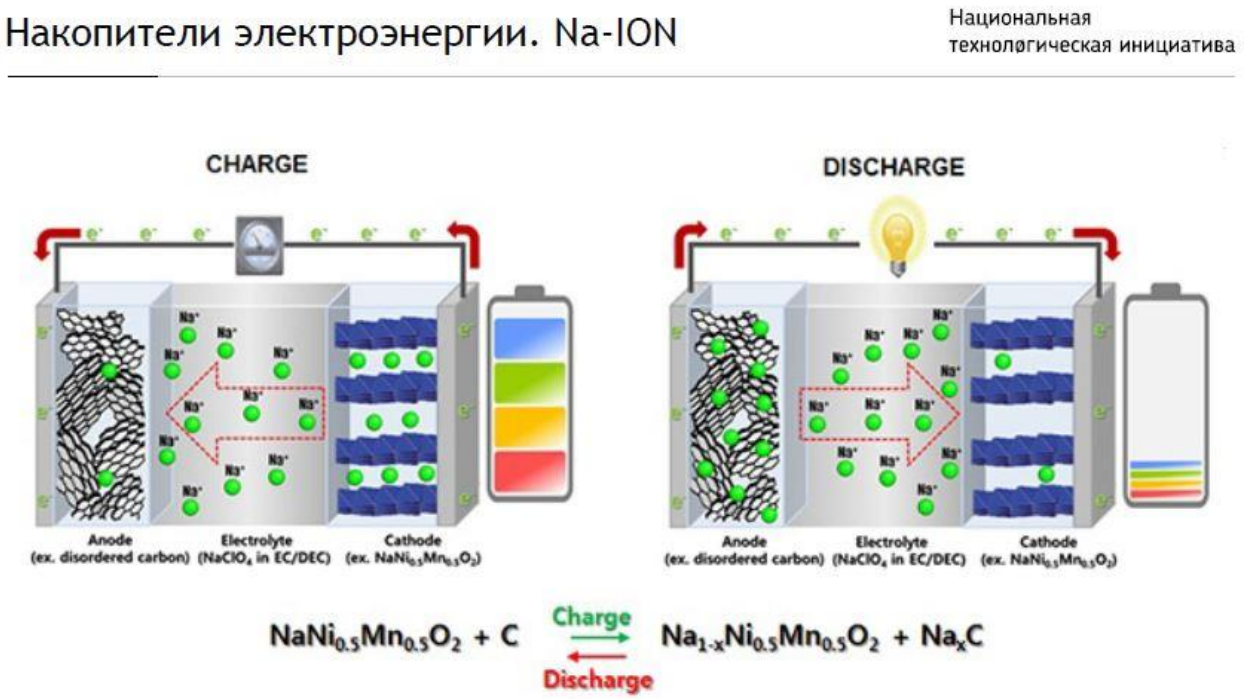
они все отличаются? Они отличаются правым слоем. Здесь приведен вариант, когда это кобальтат лития, а можно использовать в качестве этого вещества разные другие соединения лития. И тут – кто во что горазд. Огромные деньги последнего времени были потрачены на то, чтобы разработать более эффективные батарейки. Причем, они, в первую очередь, сравниваются по параметру, сколько ампер-часов приходится на грамм.

Вспомните ноутбук десятилетней давности. Сколько часов он держал заряд, и сколько при этом он весил? В значительной степени маленькие ноутбуки не стали потреблять электроэнергии существенно меньше, а, может быть, и больше стали. С Wi-Fi и всем остальным. А батарейки существенно облегчились. Батарейка, особенно для электромобилей, измеряется в том, сколько ватт-часов на каждый килограмм этого хранения она может обеспечить. До сих пор идет довольно сильная битва между производителями и разными разработчиками, в которой, к сожалению, наша страна особенно активного участия не принимает. У нас есть очень хороший научный центр, особенно в Сколково, который вместе с МГУ разрабатывает эти электроды, но у нас почти нет промышленной базы. Единственный крупный завод находится в Новосибирске. Завод неплохой, но технология не наша. Китайская технология, она одна из наиболее дешевых, но не самая лучшая.

Какие есть еще интересные варианты, что еще можно делать с батарейками? Давайте попробуем заменить литий на что-нибудь другое. Если помните таблицу Менделеева, у нас литий – это щелочной металл, это левая колонка элементов. Самый простой ход – двигаться по таблице Менделеева сверху вниз. Давайте возьмем другой какой-нибудь металл, похожий на литий. Почему не литий? Потому что лития на планете довольно мало, и он все время дорожает. Удешевление литий-ионных батареек просто натолкнется на дефицит лития в мире, на то, что даже сейчас, по-моему, порядка 40% процентов – это тот литий, который достают из отработанных батареек и снова отправляют на производство. И эта доля будет все время расти, лития на планете почти не осталось. Того, который не в обороте.

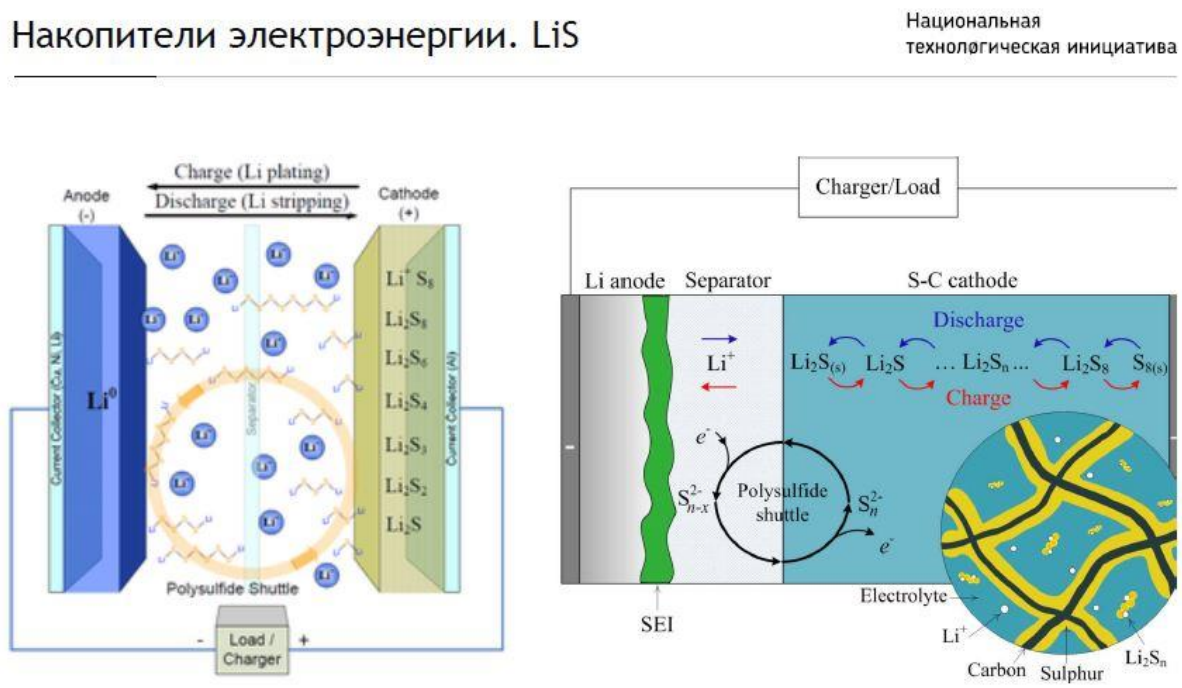
А вот натрия очень много. Дефицит поваренной соли на планете вряд ли будет. Поэтому есть идея заменить литий на натрий. На Рисунке 5.4.25 тоже две картинки. Заряд, разряд – абсолютно то же самое. Только другие ионы, не литиевые, а натриевые. Этим Россия как раз занимается, а именно, сколковская группа. Есть некоторые основания предполагать, что это будет один из вариантов следующего поколения аккумуляторов. В том числе, аккумуляторов достаточно большой мощности и большой емкости для использования в большой энергетике, в домохозяйствах и в электромобилях.

Рисунок 5.4.25. Натрий-ионный аккумулятор



Что еще можно делать? Брать какие-то другие сочетания ионов и электродов. Например, связывая их не в полостях какого-то вещества, а химическим способом. Это та самая классическая батарейка, которая всем давно известна. Просто она перезаряжаемая. Теория, написанная еще в конце XIX века и новая химия, появившаяся в последние 10–15 лет. На Рисунке 5.4.26 приведен один из интересных вариантов. Это литий-серные батареи, которые работают при высоких температурах в 350–400 градусов.

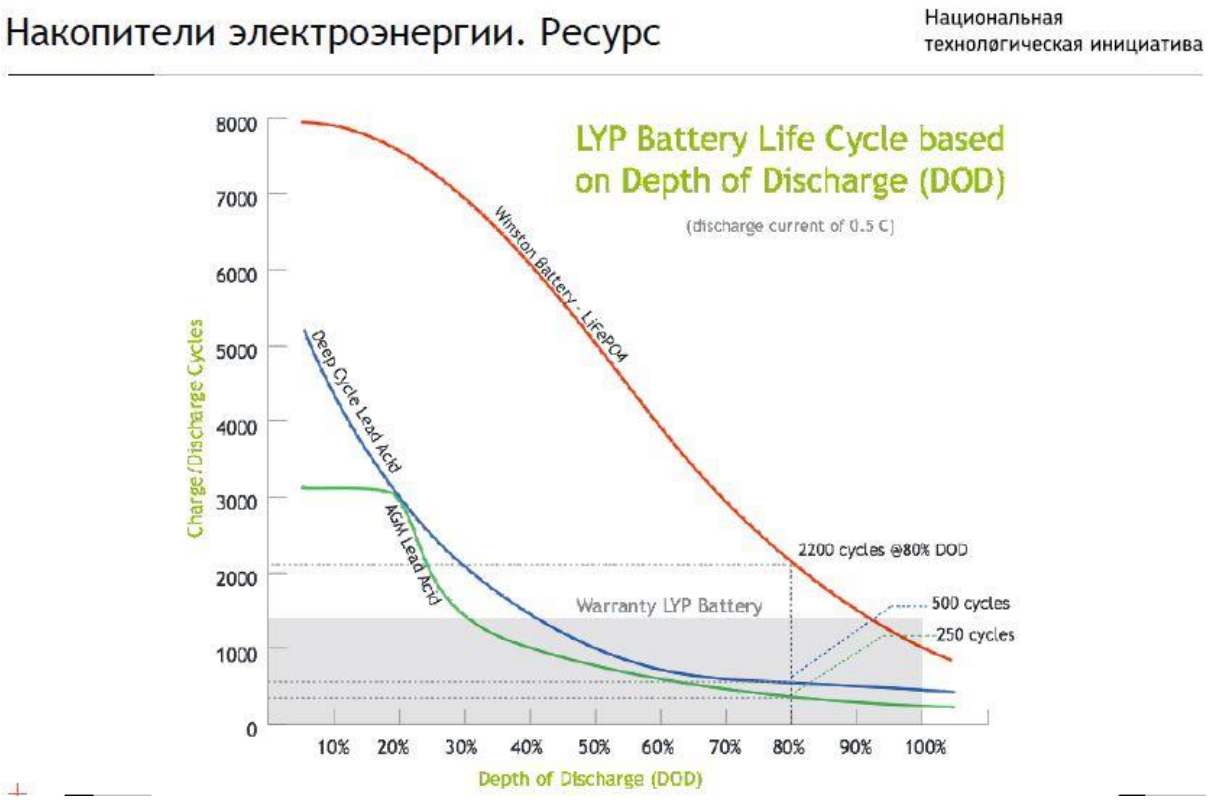
Рисунок 5.4.26. Литий-серный аккумулятор



При этом они обеспечивают очень недорогое хранение, но не для бытовых устройств, а для большой энергетики. Например, это батарейки контейнерного исполнения. Контейнер, который обеспечивает полмегаватт-часа емкости и может использоваться в локальных энергосистемах. Есть ещё вариант: следующее поколение для большой энергетики в значительной степени будет работать на литий-сере. На Рисунке 5.4.26 показано их устройство.

У всех батареек такого типа есть одна важная особенность — довольно ограниченный ресурс. Это вы тоже все достаточно хорошо знаете. Батарейка в телефоне в какой-то момент начинает разряжаться не за день, а за час. Это связано с тем, что при каждом новом цикле разряда/заряда структура кристаллов, в которые этот литий заходит, деградирует, и мы можем в каждом следующем цикле перемещать все меньше и меньше этих ионов. На Рисунке 5.4.27 показано, насколько падает доступный заряд, отложенный по абсциссе, в зависимости от количества циклов, которые отложены по ординате. Получается где-то на 2000-4000 циклов даже литий-ионные батарейки выходят из тех границ, в которых их удобно использовать. И мы должны их менять на следующие. Это и приводит к довольно высокой стоимости самой функции хранения.

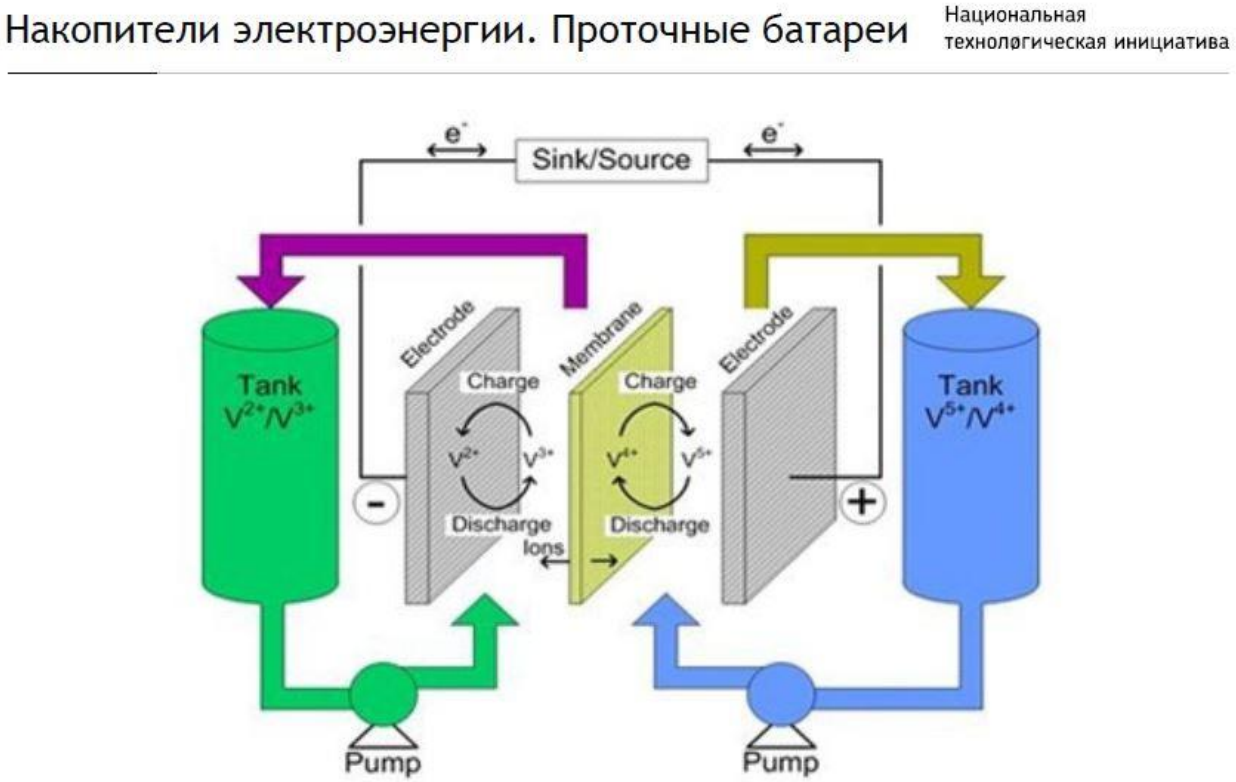
Рисунок 5.4.27. Ресурс накопителей энергии



У вас батарейка ничего не потребляет сама по себе. У нее очень высокий КПД. КПД литий-ионных батарей сейчас может достигать до 96–97%. Она почти не превращает в тепло ту электроэнергию, которую она через себя прокачивает. Но при этом она довольно быстро деградирует, и ее нужно менять на новую, неся новые капитальные затраты. Вот графики – зеленый и синий – это те самые старые свинцово-кислотные автомобильные аккумуляторы. А красный график – это литий-ионный аккумулятор. Видите, что они имеют существенно больший ресурс.

Сейчас битва между производителями идет даже не столько за плотность энергии, сколько за этот ресурс. Потому что каждый дополнительный цикл – это удешевление функции хранения, а значит, это определенная конкуренция. Это соотношение между тем, сколько стоит батарейка за каждый киловатт-час хранения и сколько она при этом может выдержать циклов – это сейчас основной предмет конкуренции между разными R&D центрами за новые типы батареек. При этом уже существуют дорогие батарейки, порядка 3 тыс. долларов за киловатт-час, которые выдерживают 20000-25000 циклов, основанные тоже на литий-ионном принципе.

Рисунок 5.4.28. Проточные батареи

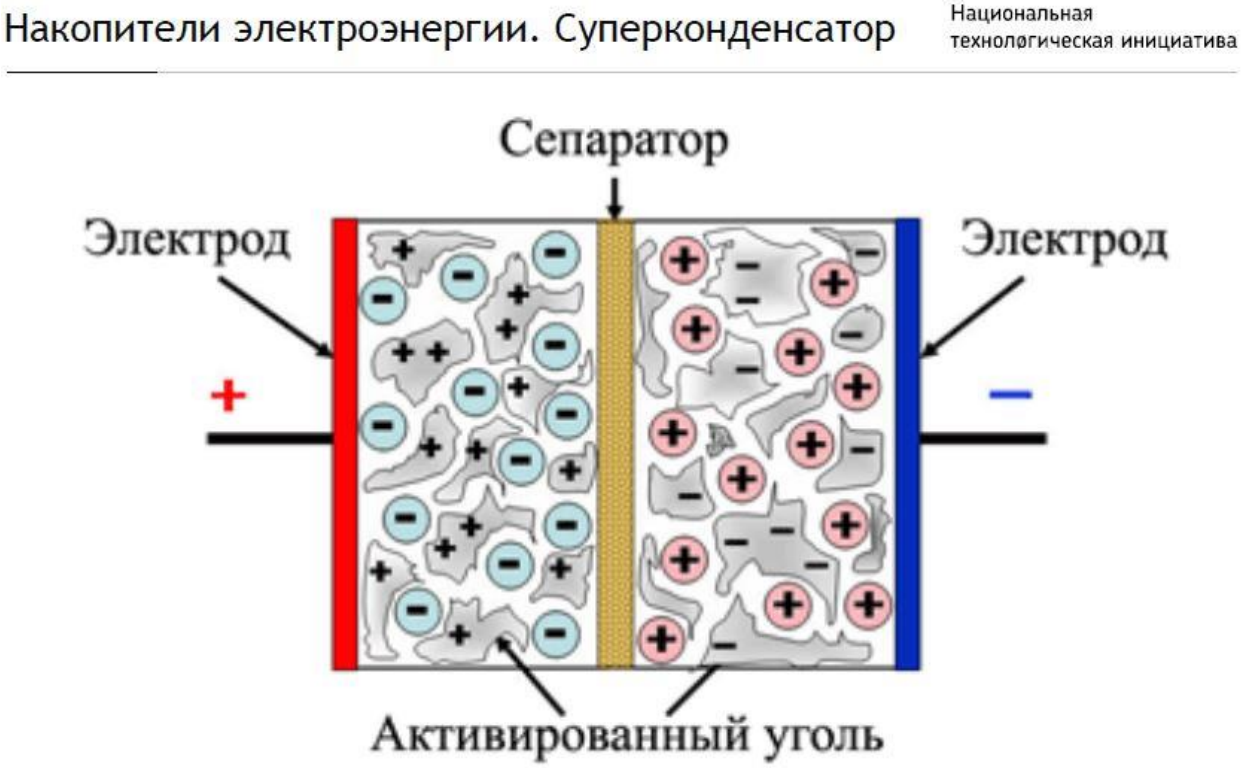


Теперь небольшой обзор. Какие еще бывают батарейки, что еще можно делать? Существуют так называемые проточные батареи – см. Рисунок 5.4.28. Пример проточной ванадиевой редокс-батареи — очень похожий принцип, тоже разделение зарядов, но они разделяются в буквальном смысле физически. Здесь носители этих зарядов не твердые, а жидкие. У вас химическая реакция, проходящая с образованием тока или, наоборот, проходящая под действием тока, производится по отношению к двум жидким веществам, которые прокачиваются через мембрану насосами. А запас этого электролита, который хранит энергию, у вас хранится в двух несмешивающихся друг с другом емкостях. Фактически вы за счет этого можете получить практически неограниченный запас емкости этой батареи при той же самой мощности. Потому что мощность определяется мембраной, там, где идут реакции, а емкость определяется только емкостью этих баков.

Понятно, что вы себе такое с насосами в телефон не вставите. Эти батарейки в основном можно использовать только в

промышленном применении или в энергетике, при этом они обещают существенное снижение стоимости функции хранения. С ними другая проблема. Достаточно дорогой электролит, и он химически довольно активный по отношению к любым материалам емкости. Он разрушает эти емкости, там происходят постоянные протечки, разрушаются насосы и так далее: то есть, это довольно сложное устройство, которое сложно обслуживать. Это достаточно близкий к химической установке элемент, который не очень подходит ни для компактизации, ни для удобства, но может обеспечить при промышленном применении достаточно низкую стоимость функции хранения.

Рисунок 5.4.29. Суперконденсатор

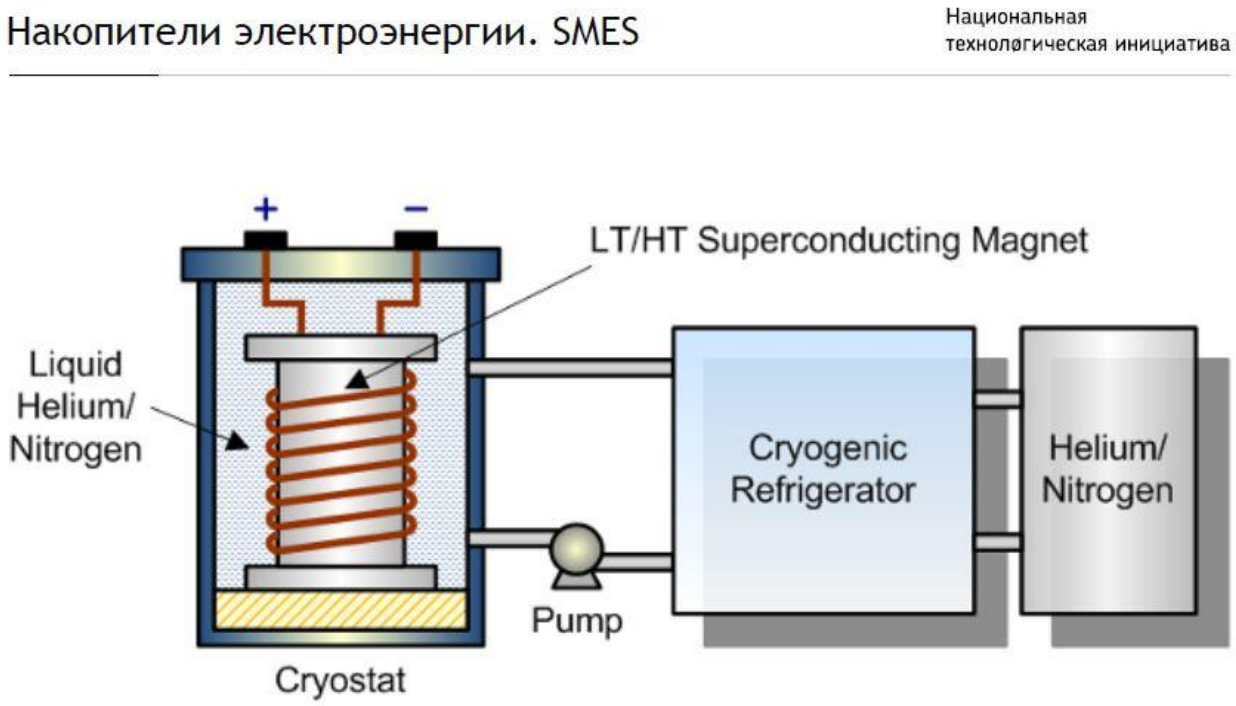


Что можно делать еще? Можно накапливать заряды в таком устройстве, которое называется суперконденсатор. Конденсаторы, думаю, тоже помните из школьной программы. Две заряженные пластины, разделенные слоем непроводящего вещества. Здесь та же самая идея, только эти пластины могут накапливать очень большой заряд, потому что каждая из них представляет собой суперпористое тело. Это суперпористое тело, как правило, графит. Суперконденсаторы используются, в первую очередь, в качестве функции накопления очень большой мощности. Они плохи тем, что не могут хранить электроэнергию долго. Но они могут обеспечить, в отличие от литий-ионных батареек, очень быструю выдачу электроэнергии. Например, в большинстве электромобилей они используются для того, чтобы питать двигатель в момент старта и разгона. Там, где вам нужно обеспечить высокую мощность на валу, высокую мощность двигателя, но при этом вам не нужно выдавать очень много энергии. У них очень хорошее соотношение мощности к энергии.

Есть еще один важный момент: они могут выдерживать до миллиона, а то и полутора миллионов циклов заряда/разряда. У них очень большой ресурс. Но они очень ограничены по емкости, которую обеспечивают, по тому, сколько киловатт-часов могут хранить. Ограничены, в первую очередь, потому, что у них низкие удельные показатели. Там требуется килограмм на 40-50 ватт-часов, и это предел. Для литий-ионных батарей это 120–150 ватт-часов на килограмм, то есть почти в три раза больше по плотности. Получается, ее нельзя сделать компактной или легкой, но она выдает хорошую мощность. Фактически она используется только там, где у вас приводится в действие мощный двигатель или какой-то мощный потребитель, но не надо много времени хранить электроэнергию или долго выдавать эту мощность.

Можно еще использовать сверхпроводники. Это известная вещь: провод, у которого нет сопротивления. Это значит, что он не нагревается. Вы загнали туда электрический ток, сделали из него кольцо, и ток бегает по этому кольцу до бесконечности. Он никак не теряет электроэнергию на нагрев, и вы можете закачивать ее туда и снимать ее оттуда. Одна проблема: в сверхпроводящее состояние вещества переходят только при очень низких температурах. В лучшем случае – это температура жидкого азота, в худшем – температура жидкого гелия, то есть это минус 163 градуса по Цельсию и ниже.

Рисунок 5.4.30. Сверхпроводники

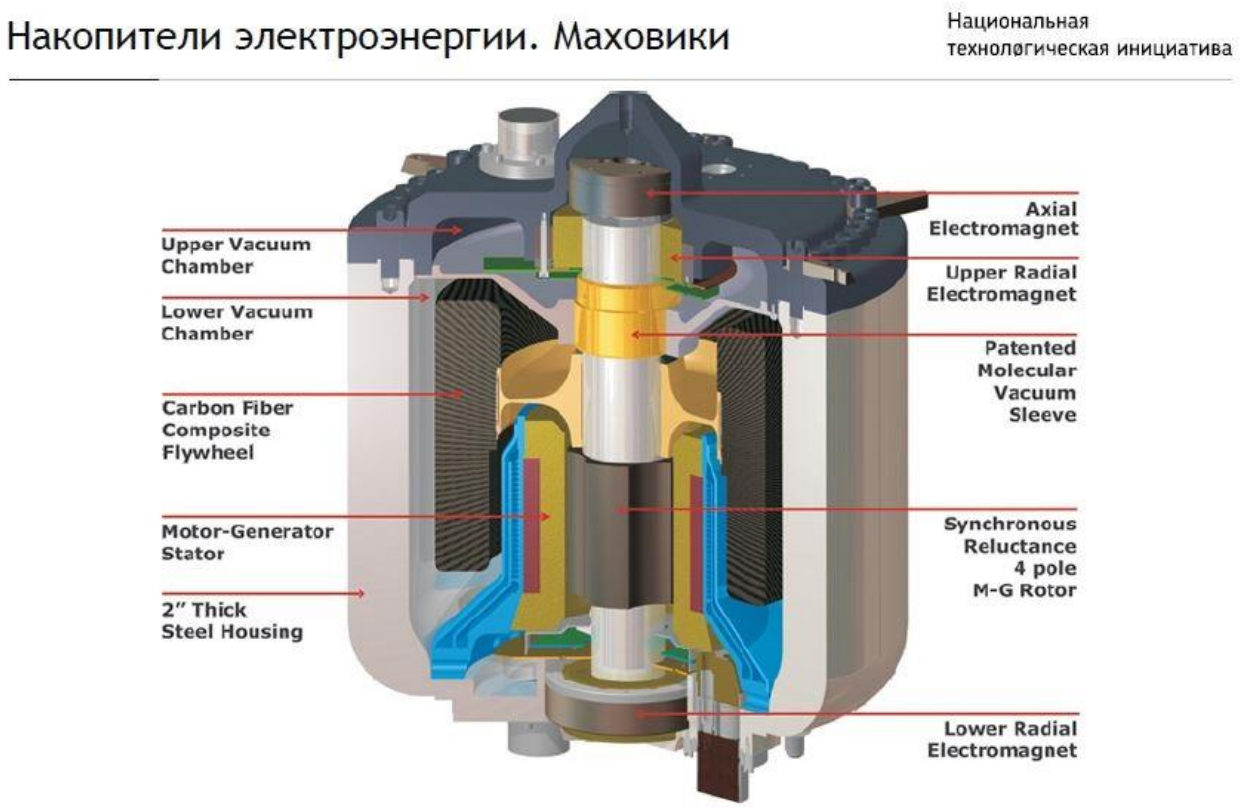


На Рисунке 5.4.30 слева в криостате находится обмотка из сверхпроводника. Это катушка индуктивности, которая хранит электроэнергию в виде постоянно бегающего тока, но она погружена в жидкий гелий или азот, и к нему полагается большая криогенная система, которая потребляет электроэнергию. Поэтому, как ни странно, в технологическом плане сверхпроводник имеет потери больше, чем обычный проводник, потому тот греется, а этот

надо охлаждать. Потери денег на эту функцию довольно приличные. Таких промышленных устройств не существует. Это лабораторные образцы, экспериментальные.

Что еще можно использовать? Можно использовать механическую энергию. Берем маховик – некоторое массивное тело, которое мы можем раскрутить на оси до большой скорости. Раскручиваем при помощи обычного электродвигателя, и оно крутится. Пока оно крутится, энергия этого вращательного движения в нашем запасе. Дальше мы можем при помощи этого же двигателя, переведя его в генераторный режим, снять с нее энергию, притормозив ее и часть этой энергии пустить на нагрузку. На Рисунке 5.4.31 как раз накопитель такого типа. Электродвигатель, приводящий в движение вал, на котором закреплено некоторое массивное тело, которое называется маховиком. Этот маховик раскручивается от 3 тыс. до 30 тыс. оборотов в минуту. Получается центрифуга, находящаяся в вакууме. Для того чтобы трение о воздух не приводило к потере электроэнергии, там находятся магнитные подшипники для обеспечения большой скорости вращения и предотвращения расхода запасенной энергии на трение.

Рисунок 5.4.31. Накопители энергии. Маховики

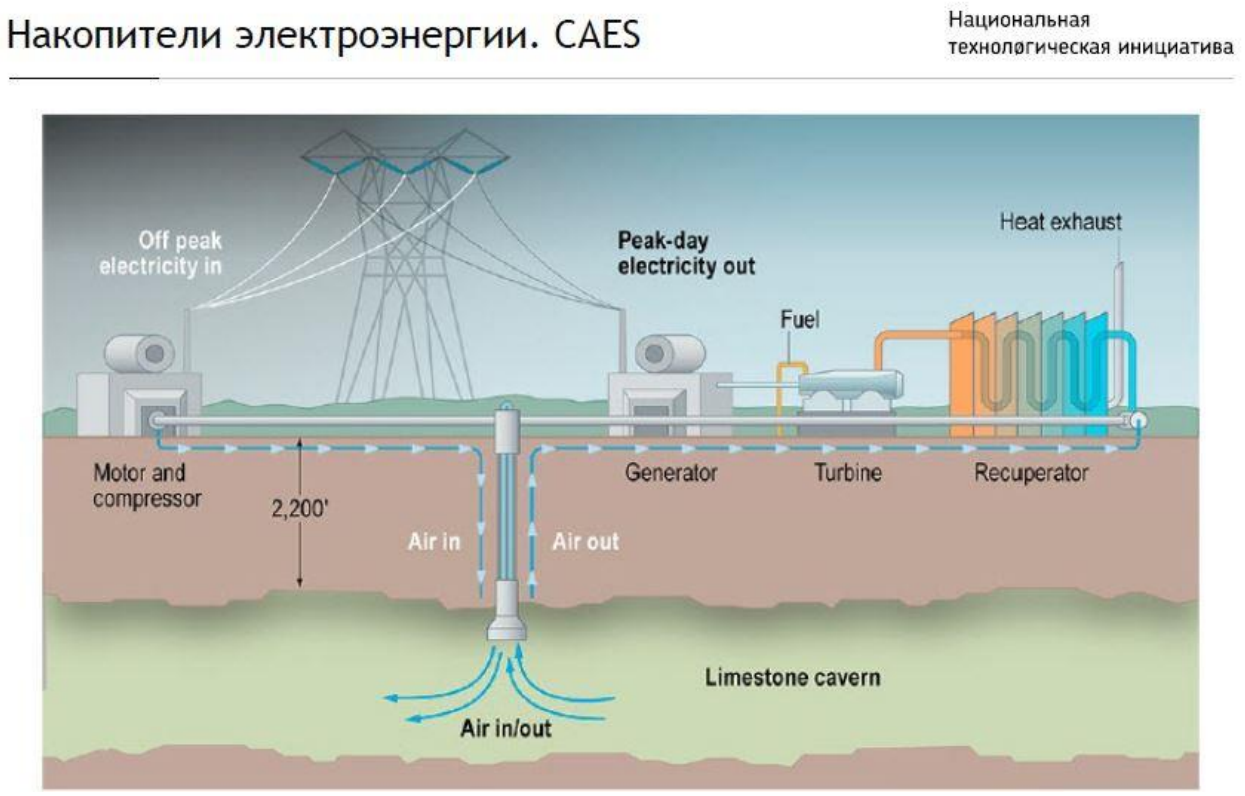


У них есть свои интересные особенности по эксплуатации, потому что поддерживать глубокий вакуум в кожухе этого маховика, поддерживать достаточно высокую частоту может точная механика, точность изготовления деталей. Они достаточно дорогие в изготовлении и имеют довольно высокий КПД. Механические системы рассчитаны на гигантское количество циклов. Это могут быть десятки и сотни тысяч циклов, но их нельзя сделать компактными, и они довольно дороги в изготовлении. В этом их

определенный минус. Их можно использовать на станциях метрополитена, для того чтобы рекуперировать энергию, которая выделяется при торможении поезда. За время движения поезда в тоннеле расходуется только порядка 15% от электроэнергии, которая используется на то, что приводит поезд в движение. Вся остальная энергия выделяется в виде тепла на тормозах. Или может быть возвращена сеть и накоплена в маховике, который раскручивается, крутится, пока поезд стоит, а потом выдает эту электроэнергию обратно на поезд, когда он приходит в движение. Потому что основная затрата энергии приходится на то, чтобы поезд столкнуть с места. Пока он движется, расход электроэнергии не очень большой. Но у них есть определенные проблемы, в первую очередь в том, как обеспечить компактность таких систем, весовую компактность.

По весовой компактности можете сами посчитать, формула для кинетической энергии вращающегося тела всем хорошо известна. От массы будет зависеть запас этой энергии.

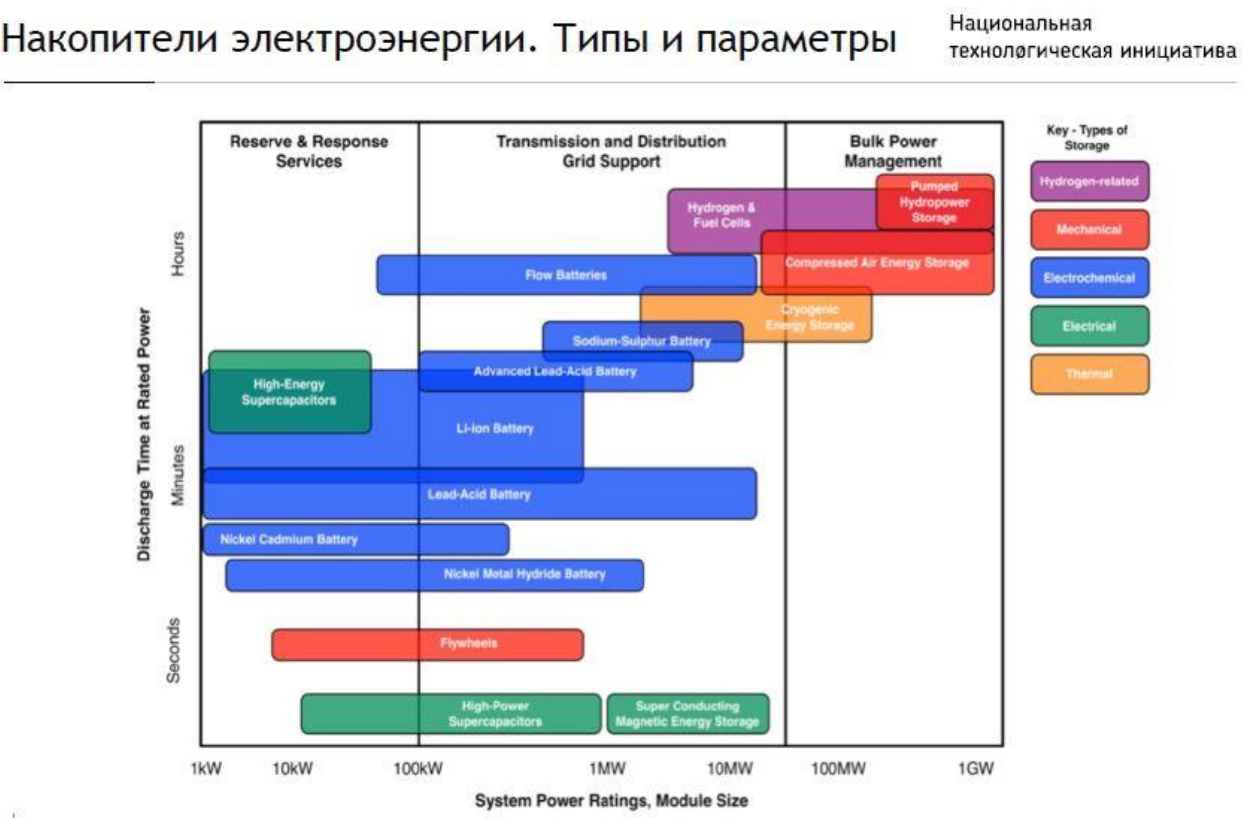
Рисунок 5.4.32. CAES



Что еще можно делать? Можно накачивать воздух, сжимать его под большим давлением в какие-нибудь емкости. Воздух под большим давлением содержит в себе энергию. Это запасенная энергия в виде сжатого газа. Ее можно направлять в каверны. Тот же самый принцип: воздух сжали, закачали туда, где он будет держать свое давление, а когда надо, открыли вентиль, воздух вышел, через турбину прокрутился, привел эту турбину в движение, выработал электроэнергию.

Дальше можно продолжать до бесконечности. Вы сами можете придумать любые другие способы хранения электроэнергии, основанные на одной простой идее: вы должны выбрать какой-то физический принцип, который превращает электрическую энергию в любую другую форму энергии. Вы можете поднимать груз на башню, вагоны с углем или песком завозить на горку. И любые другие способы превращения одного вида энергии в другой вид. Это всё способы ее запасания, отличающиеся друг от друга.

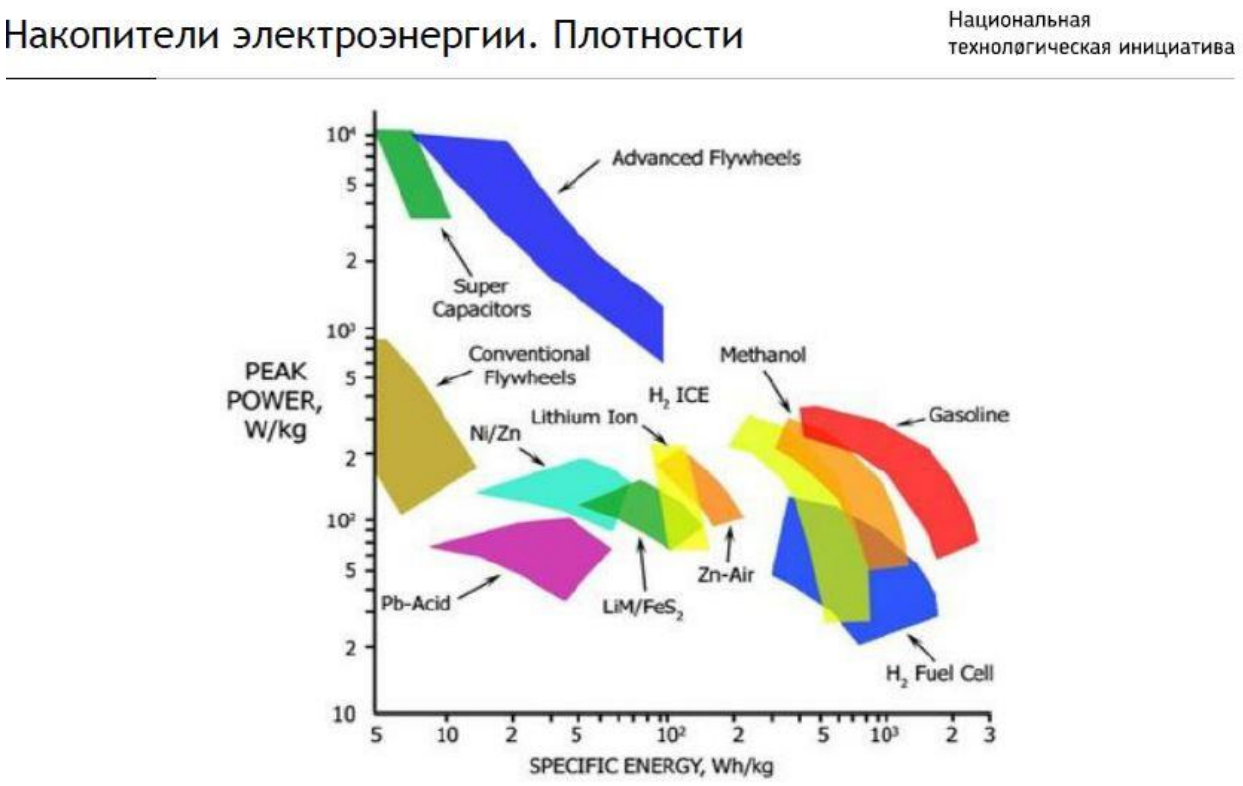
Рисунок 5.4.33. Типы и параметры накопителей энергии



Они все собраны на Рисунке 5.4.33. Они отличаются тем, какие мощности можно развить, какой запас можно обеспечить на единичном устройстве, сколько времени можно эффективно удерживать эту электроэнергию, сколько места займет это устройство и так далее. По этим картинкам подбираются в зависимости от задачи те или иные типы этих устройств.

На Рисунке 5.4.34 показана еще одна картинка: сколько ватт-часов можно обеспечить на килограмм, то есть, какую плотность энергии. По ординатам отложена плотность мощности, сколько ватт на килограмм мы можем обеспечить выдачу этой мощности. На этих диаграммах мы также можем отличать друг от друга системы хранения и выбирать подходящие.

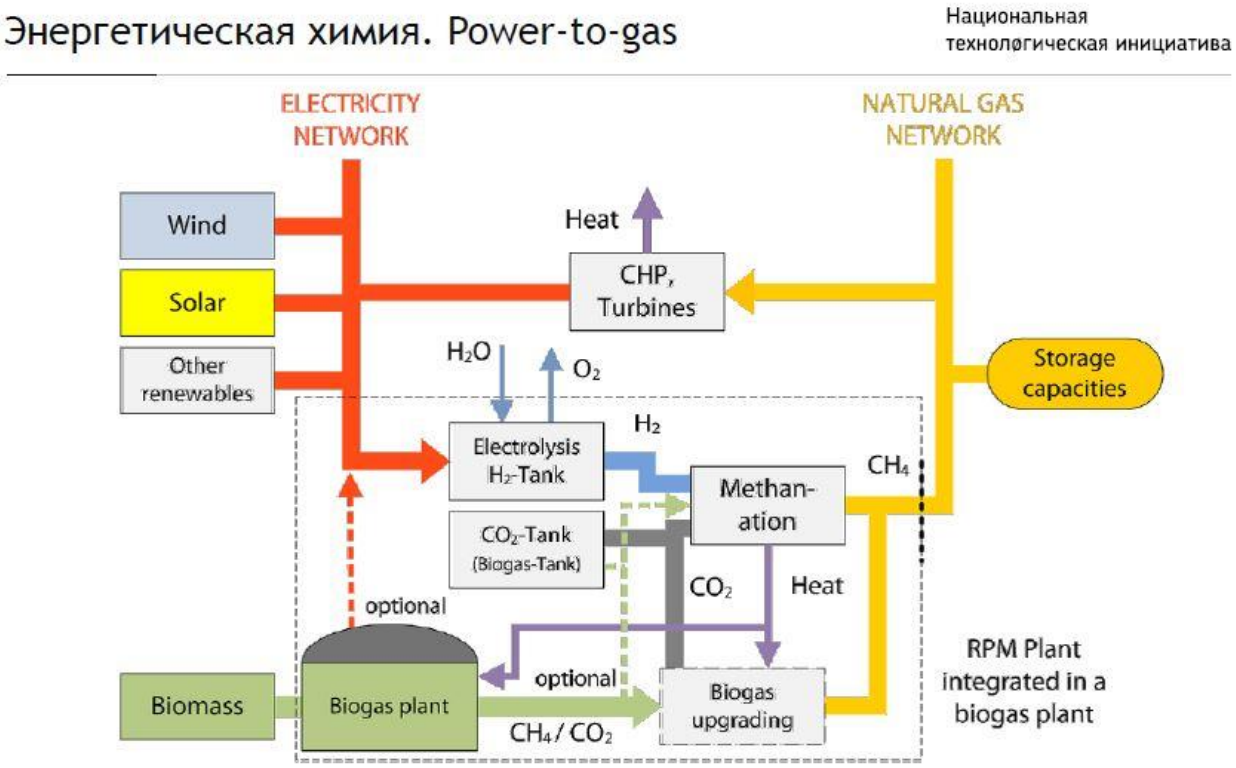
Рисунок 5.4.34. Плотности



Еще интересный новый разворот в энергетике, тоже связанный с превращением электрической энергии в какую-то другую. У нас вся современная энергетика, весь ТЭК устроен по следующему принципу: мы добываем топливо, это топливо мы превращаем в электроэнергию, и эту электроэнергию мы расходуем. Мы умеем, сжигая топливо, превращать его в электричество, вырабатываем на атомных станциях, тоже сжигая по-другому. Но мы не умеем делать обратную процедуру. Мы не можем сделать бензин из электричества, не можем произвести из электричества нефть. Или можем?

Вопрос «или можем?» был в какой-то момент задан, и появились новые технологии, которые объединены под названием power-to-gas, то есть, электрическая мощность – в газ. На Рисунке 5.4.35 показано, как это должно работать.

Рисунок 5.4.35. Power-to-gas

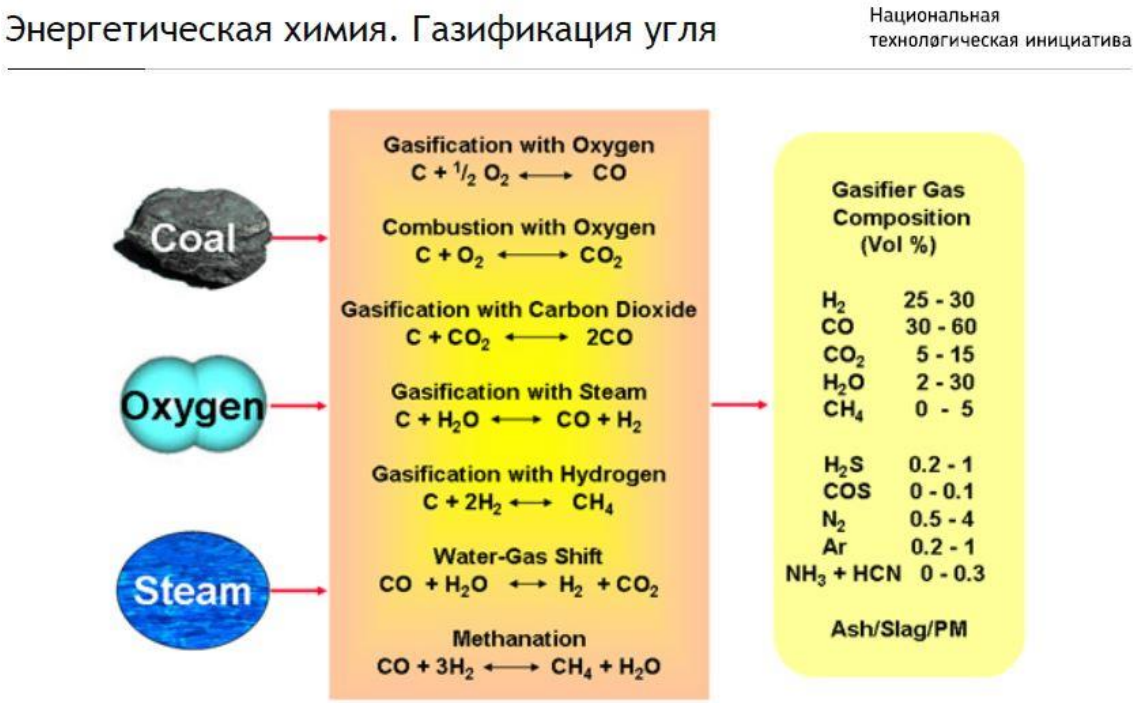


При помощи электроэнергии мы можем вырабатывать, например, водород. Электролизом из воды. Этот водород мы можем использовать для превращения CO_2 в метан или использовать его, подмешивая в метан, который распределяется по газопроводной системе. И за счет этого обеспечить замыкание между системой газопроводной и электроэнергетической с возможностью взаимопревращения. Газ превращается в электроэнергию, а электроэнергия превращается в газ. Это значит, что мы можем газомоторный автомобиль, попросту говоря, заряжать из розетки. Через некоторое количество технологических пределов мы можем обеспечивать транзакции между топливной составляющей ТЭКа и электрической составляющей ТЭКа. Получается, что топливно-энергетический комплекс становится симметричным с точки зрения потоков энергии.

Эти технологии разрабатываются последние 10–15 лет, и они достигли очень неплохих показателей. Сейчас есть электролизеры, которые до 70% электроэнергии превращают в энергию в химической форме, связанной в водороде. И есть очень высокоэффективные способы превращения водорода в электрическую энергию. Возникает идея, что за счет химических технологий, превращающих электроэнергию в разные виды химического топлива, мы можем строить новые энергетические сети неэлектрического типа. И замыкать между собой несколько разных сетей в рамках энергетики. Газовую метановую, газовую водородную и электрическую сети, при необходимости передавая с теми или иными потерями энергию из одной сети в другую в зависимости от того, какая форма нам удобнее.

Чем электрическая форма относительно плоха? Тем, что ее достаточно сложно компактно залить в автомобиль, то есть в транспортное средство, не привязанное к проводам. Есть два больших конкурирующих направления: электромобили и водородные автомобили. Водород, как способ хранения электроэнергии, почти на порядок компактнее, чем любые электрические батарейки. В этом смысле литий-ион, безусловно, по компактности проигрывает водороду. Но пока не по стоимости, по стоимости он выигрывает.

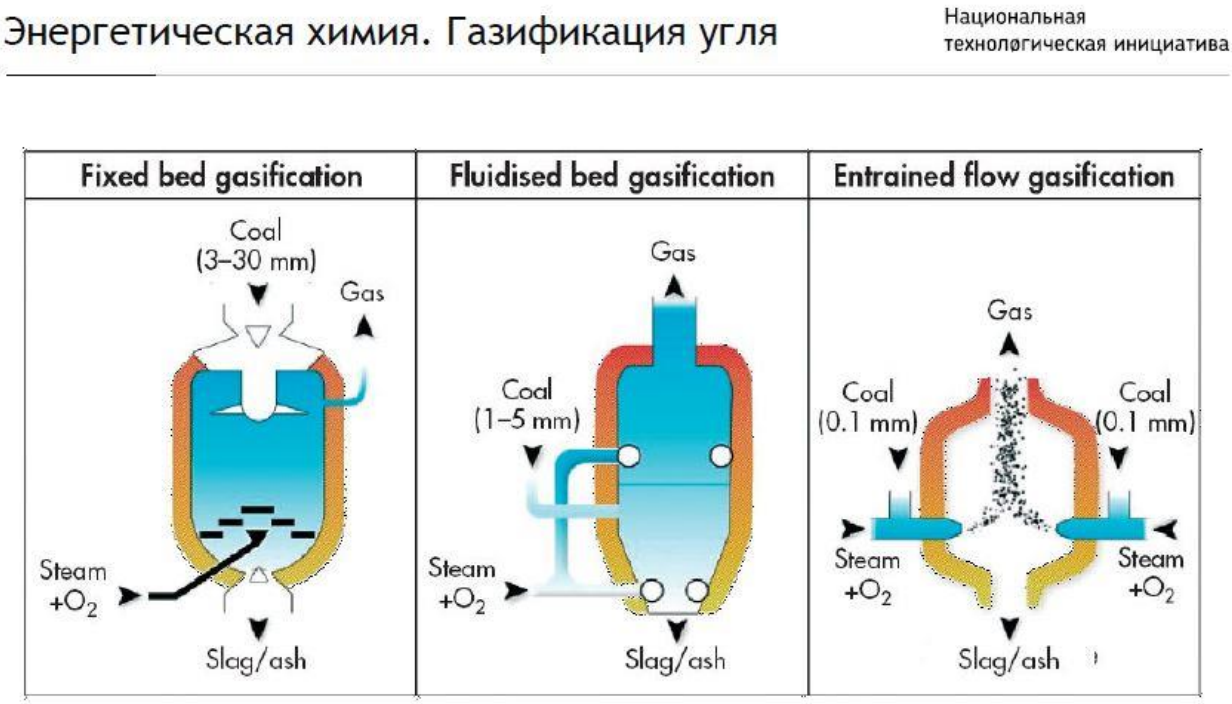
Рисунок 5.4.36. Газификация угля-1



Там возникает несколько вопросов: как хранить этот водород, как его превращать. Какие конкретные технологии в power-to-gas разрабатываются и используются? Одна довольно традиционная – это газификация угля, превращение твердого топлива в более удобную газовую форму.

На Рисунке 5.4.36 приведены химические реакции, при помощи которых мы можем превратить уголь, кислород и водяной пар в разного рода топливо. Например, в водород, в так называемый синтез газа, достаточно богатый водородом. Интересная технология для распределенной энергетики, потому что она позволяет на высокоэффективных газовых турбинах использовать разные низкоэнергетические угли. Угли, которые добывать карьерным и, тем более, шахтовым способом нерентабельно, но которые интересно добывать с точки зрения их использования в энергетике в качество своего рода подножного топлива. Например, уголь подмосковного бассейна или уголь Магадана. Магаданская энергосистема работает на угле. В Магадане есть свои очень большие месторождения. А знаете, откуда уголь туда прибывает? Сначала железной дорогой, потом по морю везут из Кузбасса, поэтому там довольно дорогая электроэнергия. Это технология, которая могла бы ее удешевить.

Рисунок 5.4.37. Газификация угля-2

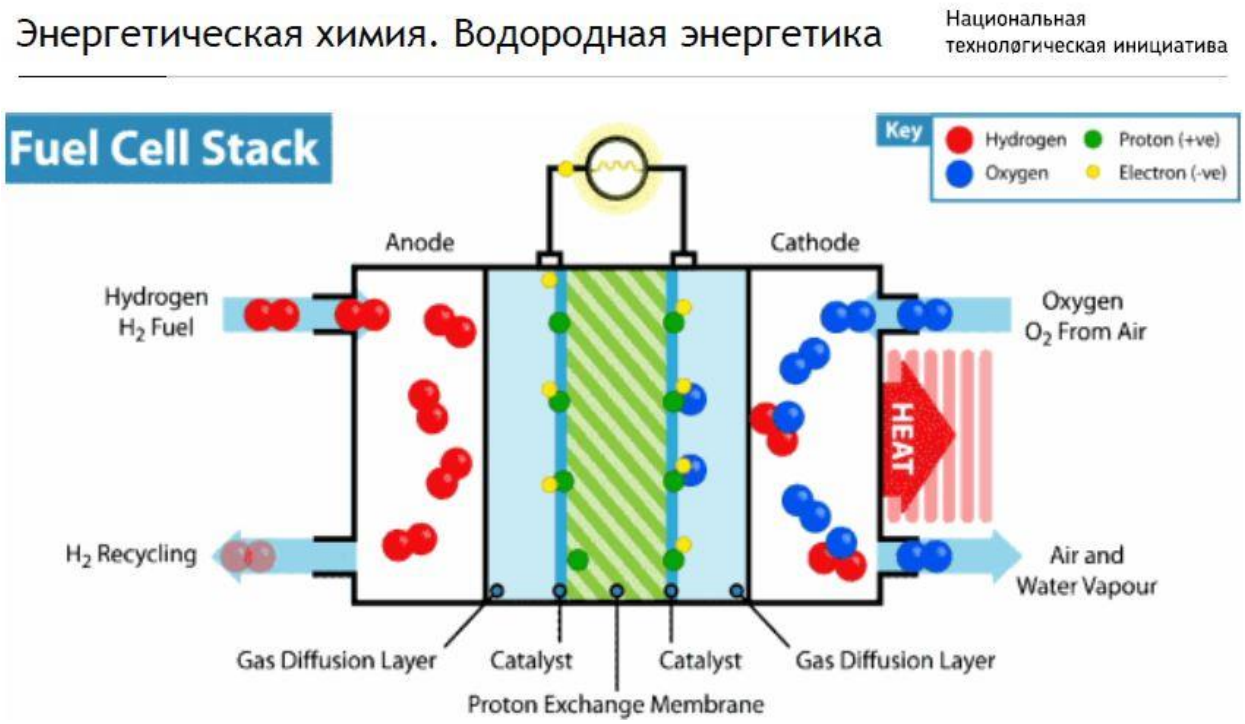


Под энергетической химией понимается «уголь в жидкость – coal-to-liquid». При помощи химических реакций мы можем получить из этого газа синтетическое топливо. Идея совсем не новая. Кто на этой идее жил? Во-первых, на этой идее нацистская Германия с середины 1942-го года, когда была отрезана от нефтяных месторождений, вырабатывала синтетическое топливо. Так она продержалась до середины 1945 года. Потом эти же технологии, в значительной степени разработанные немцами, были перевезены в Южную Африку, и во времена апартеида, когда были наложены на нее существенные санкции, ЮАР вырабатывала почти 80% всего моторного топлива в своей стране из угля. У них уголь есть, а нефти для выработки нефтепродуктов нет, вот и ездили на синтетическом бензине. Существует множество разных способов, каким именно способом и что можно получать. Фактически на угле можно построить полный аналог нефтепереработки, современный аналогу нефтехимии.

Что можно делать в обратную сторону, как это топливо превращать в электроэнергию? На Рисунке 5.4.38 вы видите те самые топливные элементы, про которые вам рассказывали. Устройство, которое позволяет превращать поток водорода и кислорода из воздуха в электрический ток, минуя тепловую форму электроэнергии. Если сейчас мы сжигаем газ, метан, то в этом устройстве он не сгорает, а происходит обратная, чем в батарейке реакция – разряд этой батарейки, на которую поступает топливо. Водород, поступающий на мембрану слева, отдаёт электроны в цепь, потому что мембрана не пропускает электроны, она не проводит электроны сквозь себя. А протоны, которые получаются при отделении электрона от водорода, она пропускает. Эти протоны присоединяются с другой стороны к кислороду, образуют воду, вода отводится с одной стороны, а электроны двигаются по цепи и образуют электрический ток. КПД такого устройства может достигать 85%, в отличие от газовых и паровых турбин, у которых

КПД где-то 35%. Сейчас есть промышленные образцы на 65–70% КПД. Но они довольно дорогие. В этой мембранной части используются платиновые металлы. Они довольно дорогие с точки зрения стоимости киловатта, но при этом более эффективные по использованию топлива. Они могут использовать не только водород, они могут сжигать и моторное топливо, и метан, и этан – практически любую органику. Не принципиально, какое именно топливо используется. При этом КПД практически не падает. На метановых элементах КПД достигает 65%. Вопрос только один: а как этот газ хранить? Одно дело, если у нас большие газохранилища и есть газотранспортные системы, другое дело, если мы должны газ хранить, например, на борту водородного автомобиля. Есть разные способы.

Рисунок 5.4.38. Топливные элементы

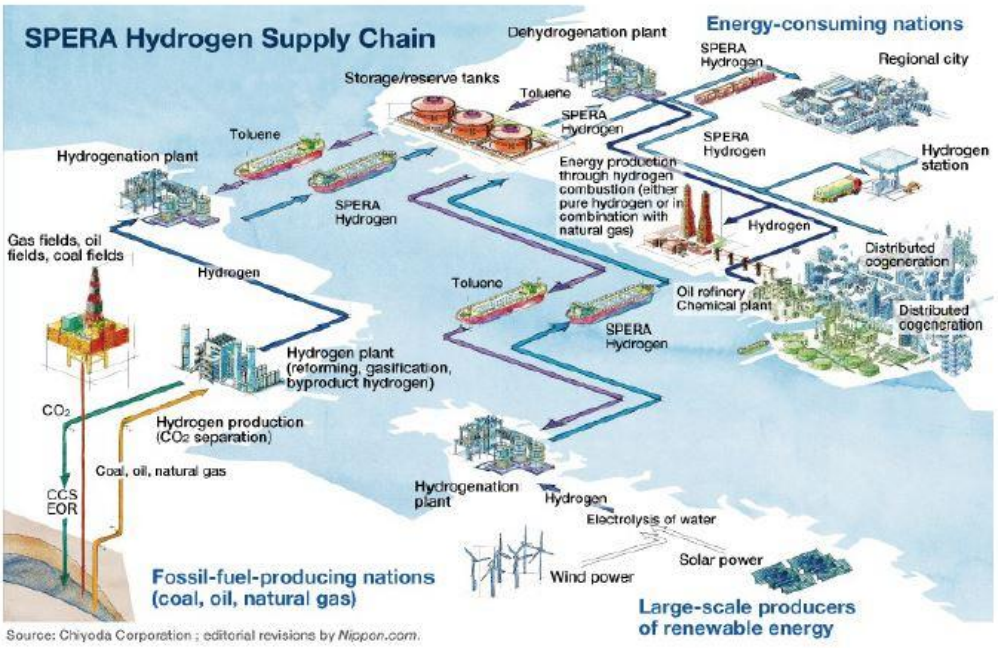


Сколько килограммов водорода приходится на кубометр носителя и сколько в процентах по весу водород занимает в этом носителе? В процентах мало. В этом плане 10%–15% – это почти мечта. Водород обычно хранится 6–7% по массе в разного рода носителях. Даже это экономически выгодно. Например, японская машина Toyota Mirai, выпущенная промышленно, продается на японском рынке по топливной эффективности, т. е. по затратам суммы в йенах на километры пробега. Она эффективнее любого бензинового или дизельного автомобиля на японском рынке. Даже при упавших ценах на нефть. Сам автомобиль дороже. Но на OPEX он выигрывает. Пока это не переигрывает его дороговизну по сравнению с дизельным автомобилем, но эти автомобили сейчас довольно быстро удешевляются.

Рисунок 5.4.39. Схема поставки водорода из России в Японию

Энергетическая химия. Водородная энергетика

Национальная технологическая инициатива



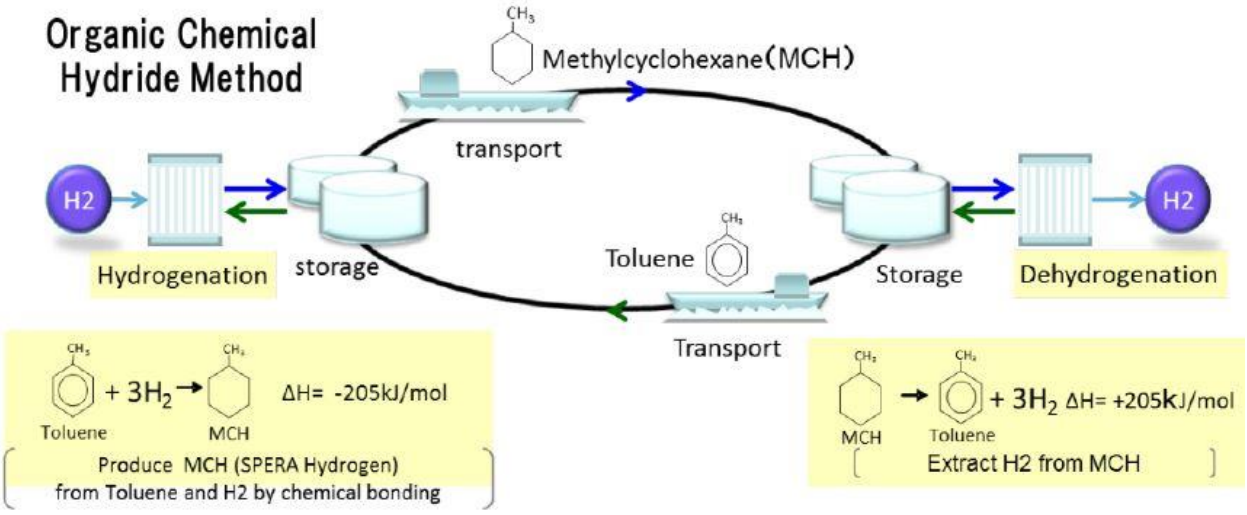
Source: Chiyoda Corporation ; editorial revisions by *Nippon.com*

Японская компания Chiyoda нарисовала интересную схему поставки водорода из России в Японию – см. Рисунок 5.4.39. Японцы предполагают осуществлять переход на водородную энергетику, это заявление их премьер-министра. Это большая японская программа, большой план, в основном связанный с поддержкой собственной автомобильной промышленности. Чувствуя, что они проигрывают американским и европейским автоконцернам по электромобилям, японцы сделали ставку на водородные автомобили и будут максимально поддерживать переход на водородные автомобили, чтобы поддержать своих производителей на внутреннем рынке.

Рисунок 5.4.40. Транспортировка и хранение водорода

Энергетическая химия. Водородная энергетика

Национальная технологическая инициатива



Но вопрос: откуда Япония возьмёт водород? Им не на чем вырабатывать этот водород, его не существует в природе, его нельзя добыть. Его можно только произвести из электроэнергии или из газа. Собственных запасов топлива у Японии нет, атомная энергетика в Японии постепенно закрывается, возобновляемые источники энергии требуют не японских площадей, в Японии просто нет места для достаточного размещения, а сжигать больше привозного газа или привозного угля они не могут, потому что тогда сильно вырастут выбросы CO_2, и они не уложатся в параметры Киотского протокола и Парижского соглашения.

Единственный способ – это закупать откуда-то электроэнергию. Первый вариант: мы прокладываем линию электропередач в Японию из России. Но это золотая линия электропередач. Идущая по дну моря или на каких-то морских опорах на такие расстояния – это очень дорогая инфраструктура. И самое главное, что японцы оказываются подвязаны на поставки электроэнергии из России, так же, как Евросоюз на поставки газа. Это большая политическая проблема. Такая инфраструктура будет окупаться 25–30 лет, т. е. все эти годы им будет нужно покупать электроэнергию у России, чтобы окупить затраты, вложенные в линию электропередач.

Или второй вариант: возить эту электроэнергию в виде водорода. Мы вырабатываем на Дальнем Востоке водород, заправляем им танкеры, отвозим в Японию. Мы можем организовать классический спотовый рынок, на котором сейчас торгуется сжиженный природный газ. При этом такой вариант обеспечивает экологически чистую переброску электроэнергии туда. Поживём-увидим. ●

СТРАНИЦА ДЛЯ ЗАМЕТОК