



Использование угольной пыли в промышленности и энергетике России

Альтернатива природному газу
и мазуту

Анализ

Dr.-Ing.W.Garber

FTT, Germany

сентябрь 2010
июль 2015



Введение

Обзор был выполнен в 2010 году для представления в управляющие структуры Российской Федерации. Целью являлось выработка решений, позволяющих создать для промышленных предприятий «подушку безопасности» в связи с планируемым выравниванием в течение пяти лет внутренних и экспортных цен на природный газ. В 2015 году обзор был переработан с учётом новых цен на топливные ресурсы в России.

Энергоёмкость экономики России

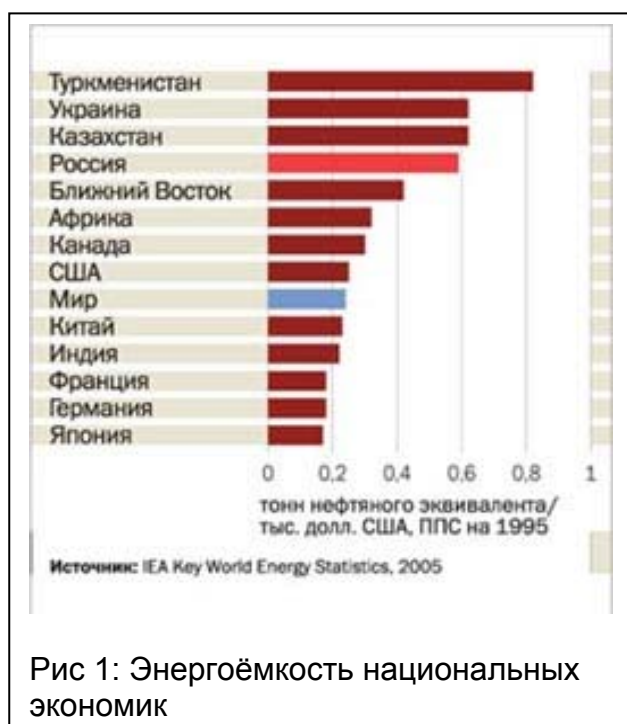


Рис 1: Энергоёмкость национальных экономик

Экономика стран СНГ отличается от экономики индустриально развитых стран более высокой энергоёмкостью ВВП. Удельная энергоёмкость ВВП этих стран (по паритету покупательной способности) в 2.5 раза выше среднего показателя по странам ОЭСР и в 3.5 раза выше энергоёмкости ВВП Евросоюза.

Существуют объективные причины более высокой энергоёмкости российской экономики. Это суровые климатические условия на большей части территории страны, высокие затраты на транспорт, а также сложившаяся в течение длительного периода времени структура народного хозяйства с существенной долей добывающих отраслей, металлургии и тяжелого машиностроения.

Потребление природного газа в России в 2010 году:

- внутреннее потребление 451 млрд м³ - 69% от уровня добычи,
- доля использования природного газа в энергетике – 68% от потребления топлива,
- доля использования газа в промышленности - 54% от потребления топлива,
- внутренние цены на природный газ 15-20% от мировых рыночных цен.

Экспорт газа почти исключительно по газопроводам, длина 155.000 км.

Износ основных производственных фондов на газопроводах составлял 56%, в том числе оборудования компрессорных станций - более 89%.

Действующие газовые месторождения (80%) находились в фазе снижения продуктивности. Новые газовые месторождения сконцентрированы в северных удалённых областях.

Имеются обоснованные высокие риски снижения уровня продаж российского природного газа, которые базируются на принятых европейскими странами государственных программах обеспечения до 2050 года своей энергетической независимости от поставок топлива с Востока. В соответствии с решениями правительства Германия планирует до 2020 года заменить на биогаз 20% природного газа, замена идёт с опережением плана. Технологии производства биогаза немцы интенсивно разрабатывают и охотно продают.



В структуре потребления топлива в России доля природного газа составляет в среднем 60%, что является результатом последовательной газификации энергетических и промышленных предприятий выполненных во времена СССР. В 2010 году внутренне потребление природного газа составляло 4/5 от его добычи при соотношении внутренних и экспортных цен 1:5. Выручка Газпрома от экспорта газа использовалась почти полностью для поддержания внутренней инфраструктуры транспортировки природного газа (трубопроводы, перекачивающие станции) изношенность основных фондов которой составляла около 70%.

Для ряда промышленных предприятий, таких как цементные заводы, горно-обогатительные предприятия с сушильными линиями и другие затраты на топливо являются значительной составляющей себестоимости продукции, например составляет до 20-25% затрат обогатительных фабрик минерального сырья. Повышение внутренних цен на природный газ серьезно влияет на ценовую конкуренто-способность конечной продукции. Таким образом в России сформировалась зависимость внутреннего потребления природного газа, а также экспортных цен на минеральные продукты от объемов экспорта и экспортных цен на природный газ.

Необходимость выравнивания («либерализации») цен на природный газ была понята правительством РФ давно. Правительство сколько возможно долго поддерживало низкие внутренние цены на природный газ, что давало возможность российским предприятиям поддерживать конкурентоспособные цены на экспортируемое минеральное сырьё. Начало программы выравнивания цен было отодвинуто в связи с кризисом 2008 года, чтобы не накладывать на кризис дополнительное повышение топливной составляющей себестоимости продукции предприятий.

В обзоре показаны возможности использования в промышленности и энергетике России твердого топлива, преимущественно угольной пыли, положительное влияние на экономику страны замены части потребляемого природного газа на твердое топливо. Приведены конкретные примеры эффективной замены природного газа или мазута пылеугольным топливом с окупаемостью инвестиций в 1,5-3 года.

Следует заметить, что переход на твердое топливо (угольную пыль) позволяет без существенных переделок использовать также и возобновляемые топливные ресурсы, такие как торф, измельченные отходы древесины или смеси измельченных древесных отходов с угольной пылью. Переход на твердое топливо позволяет во многих случаях использовать местные источники органического топлива, без организации дорогостоящей транспортировки топлива, например сократить / исключить завоз топлива в удаленные районы на востоке России.

Расширение использования твердого топлива в промышленности и энергетике России даёт положительный импульс российской угольной промышленности. Во многих случаях шламовые продукты углеобогащения с размером частиц 0-1,5 мм, являющиеся в настоящее время отходами, могут использоваться после их сушки, как готовое пылеугольное топливо для местных тепловых станций или промышленных предприятий.



1. Пылеугольное топливо

Реализуя программы по выравниванию внутренних и мировых цен на природный газ разумно предложить промышленности и коммунальному сектору дешевую альтернативу природному газу. Такой альтернативой является пылеугольное топливо.

Угольная пыль не является экзотическим продуктом. Технологии и оборудование для приготовления угольной пыли хорошо знакомы на угольных тепловых станциях и могут быть использованы в российской промышленности. Используя оборудование для производства угольной пыли можно также получать пылевидное топливо из угольных шламов, торфа, древесины, древесных отходов. Таким образом одновременно открывается путь к использованию возобновляемых и альтернативных топлив.

Анализ ситуации в топливно-энергетическом секторе российской экономики базируется на документах, выборки из которых приведены в приложении 1.

1.1. Производство, продажа и транспортировка угольной пыли в Германии

В Германии пылеугольное топливо приготавливается на тепловых станциях для сжигания в энергетических котлах (70% тепловых станций работают на буром угле). При этом энергетические станции приготавливают угольную пыль как для собственного потребления, так и на продажу. Угольная пыль характеризуется повышенными по сравнению с исходным сырьевым углем потребительскими свойствами, а также ценой и является самостоятельным товаром.

Товарная угольная пыль также производится на центральных помольных станциях, не связанных с энергетическими котлами. В районах двух основных немецких буроугольных месторождений (Рурский бассейн и Воупертал) построены высокоэффективные центральные помольные станции, где сырьевой уголь высушивается, измельчается, подаётся в накопительные силоса, из которых отгружается потребителям.

Сейчас в Германии производят и продают как товар суммарно около 6 миллионов тонн пыли бурых углей. Мощности по производству товарной угольной пыли в Германии планомерно наращиваются.

Производство товарной угольной пыли в Германии основано на использовании валковых мельниц, в которых осуществляется помол, сушка и динамическая сепарация частиц угольной пыли по размерам (все частицы угольной пыли должны быть близких размеров, например 0-90 мкм). Угольные валковые мельницы установлены на всех станциях приготовления угольной пыли в Германии, а также на многих сотнях других предприятий, тысячи помольных установок например в цементной промышленности, на тепловых станциях.

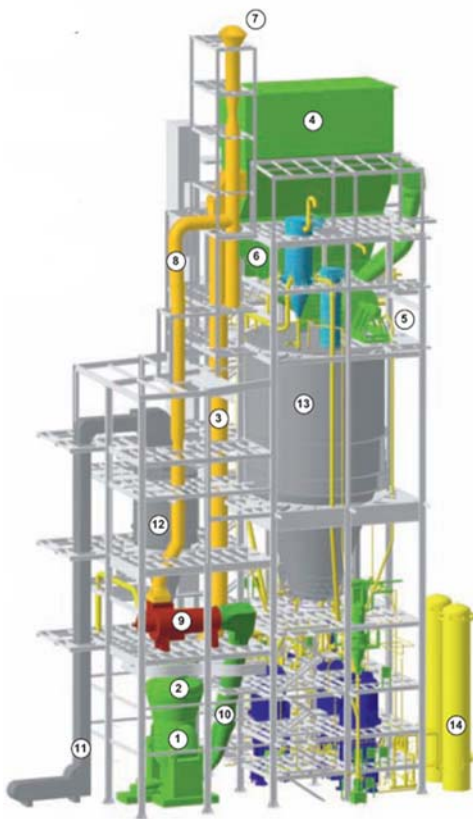


Рис 2: Станция приготовления товарной угольной пыли с расходным силосом

Основные потребители угольной пыли в Германии и Европе:

1. Сеть немецких и европейских асфальтовых заводов, расположенных на среднем расстоянии 50 км друг от друга;
2. Сеть цементных заводов, расположенных на расстоянии до 200 км друг от друга;
3. Металлургия, например вдувание угольной пыли в доменные печи.
4. Средние и малые угольные котельные, не имеющие самостоятельного пылеприготовления.
5. Промышленные технологические установки, например для сушки промышленных материалов, производства строительных материалов, минеральных удобрений, кормовых добавок для животноводства и другие.



Транспортировка угольной пыли осуществляется грузовым автомобильным транспортом или железнодорожным транспортом. В обоих случаях угольная пыль перевозится в цистернах, подобных цистернам цементовозов. В цистернах при транспортировке поддерживается инертная среда и незначительное избыточное давление. В Германии угольная пыль от центральной станции помола и сушки угля транспортируется на расстояния в основном около 500 км, но есть и отдельные потребители расположенные на расстоянии до 1000 км и даже до 2500 км.



Внутризаводское снабжение угольной пылью вместо газо- и мазутоснабжения

Угольную пыль можно транспортировать пневмотранспортом по трубам, распределять по многим сжигающим топливо агрегатам внутри заводов, точно дозировать, как газ или воду. Системы снабжения угольной пылью функционально идентичны системам внутризаводского газоснабжения или мазутоснабжения. Эти системы и внешне похожи на системы газоснабжения.

Угольная пыль транспортируется пневмотранспортом с концентрацией от 4-7 кг до 30-40 кг пыли на м³ транспортирующего воздуха на расстояние от нескольких десятков метров до 1-1,5 км в один прогон без промежуточных станций перекачки. При хранении и транспортировке угольной пыли не требуется подогрев емкости (силоса), как для мазута, угольная пыль безопаснее чем природный газ, она удобнее для потребителя по многим показателям, особенно в северных районах.

В Европе реализованы многочисленные систем раздачи и точного дозирования угольной пыли. Угольная пыль подается по пылепроводам с диаметром от 12мм до 200 мм и более, дозируется с точностью до +/- 1%. При необходимости достигается диапазон регулирования расхода до 1:10, что выше диапазона регулирования большинства применяемых газовых или мазутных горелочных устройств.

Оборудование для работы с угольной пылью мало известно в промышленности России и СНГ. Эту временную трудность легко преодолеть, так как оборудование для приготовления, хранения, системы распределение угольной пыли между горелками котлов установлено на всех угольных тепловых станциях, имеется многолетний опыт разработки таких систем для энергетических котлов, например в ЗИО КОТЭС.

Опыт приготовления и использования угольной пыли в больших объёмах для вращающихся обжиговых печей (аналог печей для обжига цементного клинкера) печей имеется на Ачинском глинозёмном комбинате..

1.2. Адаптация европейских решений на территории России

Россия в целом, в отличие от Европы, имеет большую неравномерность расположения промышленных предприятий, населённых пунктов, сети дорог. Характерным для России является наличие множества отдельных промышленных районов с высокой концентрация предприятий, городов и посёлков, где, для снижения стоимости топлива, с успехом могут быть использованы основные технические решения по приготовлению и снабжению угольной пылью, отработанные в Германии.

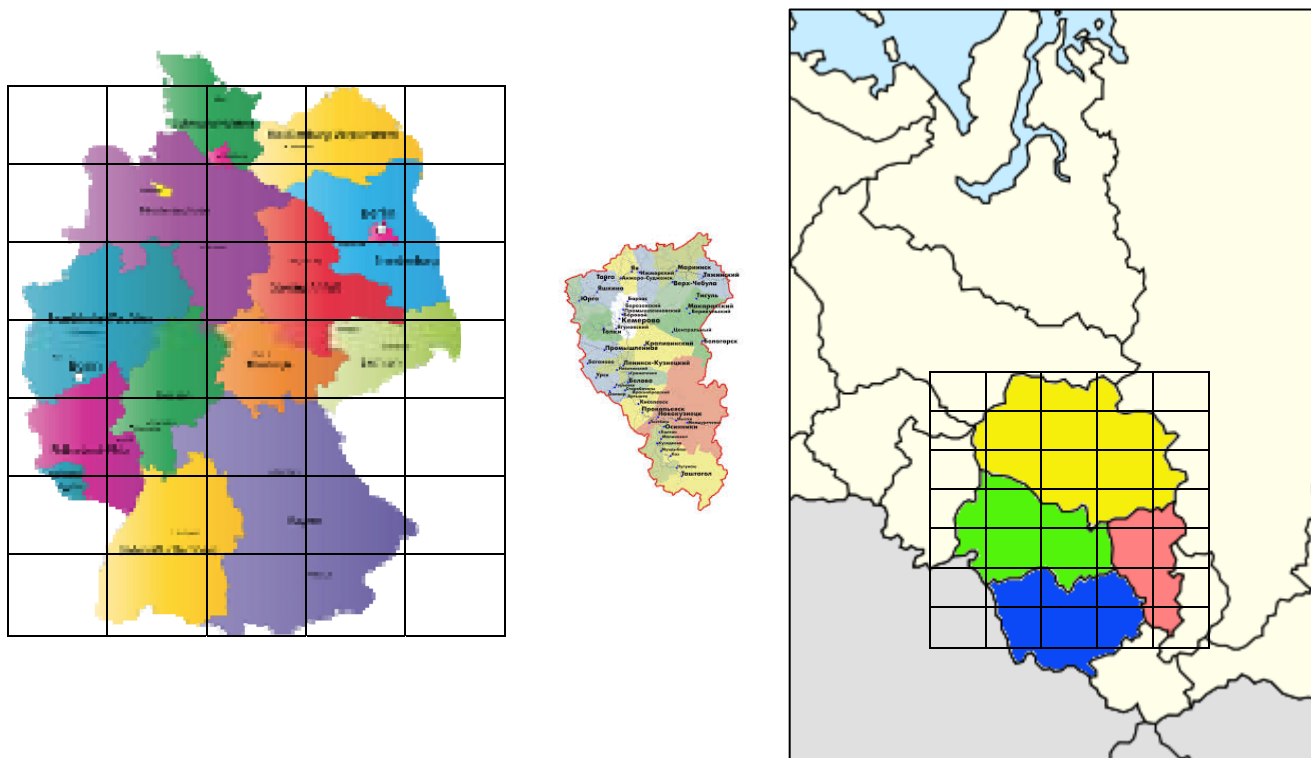


Рис 3: Справа Кемеровская область и прилегающие промышленные регионы с сеткой соответствующей территории Германии (слева)

Ниже коротко рассмотрены направления использования угольной пыли в российской промышленности прежде всего для промышленных продуктов с объёмом выпуска в десятки миллионов тонн.

1.3. Ценовые вопросы природный газ – уголь

В целом, для выравнивания топливного баланса и развития угольной генерации можно говорить о необходимости комплексных мер.

Основным стимулом для инвесторов является, эффективность вложения средств в строительство угольных станций или перевод на уголь промышленных предприятий, причем коммерческие выгоды должны быть больше, чем при строительстве топливо потребляющих установок на основе других энергоносителей, и в первую очередь на основе газа.

Как показал проведенный анализ, эффективность угольной генерации достигается после точки соотношения цен на газ и уголь около 2,1. То есть, при принятых исходных условиях, без учета субъективных факторов, при превышении цены на газ над ценой угля более чем в 2,1 раза, при равной доступности этих энергоносителей, строительство угольной станции станет экономически более эффективным, а следовательно более привлекательным для инвестора. Для достижения необходимого ценового соотношения необходимо плановое повышение цен на газ, учитывающее одновременное естественное повышение рыночных цен на уголь.

В промышленности для многих технологий можно с одинаковым успехом использовать в качестве топлива природный газ, жидкое топливо или угольную пыль.



В этих случаях сравнение ведут по стоимости полезно полученного для технологии тепла в \$ за МВт и выбирают самое дешёвое топливо на рынке.

В развитых странах, где учитываются затраты и потребительские свойства топлива, соотношение цен газ : уголь : мазут находится на уровне 3,5: 1 : 6 для Европы и 1,6 : 1 : 8 для США (даже с учетом падения цен на газ в результате сланцевой революции). Результатом является использование в Европе угольного топлива везде, где это возможно. При соотношениях цен на топливо, характерных для США уголь выдавливался из внутреннего потребления дешёвым сланцевым газом. В России (Центральный ФО) это соотношение цен составляло в 2013 году 0,9 : 1 : 7. Наиболее удобный для потребителей газ оставался дешевле угля, ограничивая тем самым использование угля в экономике. У предприятий были аргументы для замены мазута на угольную пыль, сохранялась искусственная привилегия для природного газа, оплачиваемая за счёт экспорта.

Ситуация России в середине 2015 года показана в Таблицах 1 и 2 ниже, где приведены цены для основных углей, транспортные затраты и стоимости угля, эквивалентного по тепловой ценности 1000 м³. Стоимость природного газа в России по поясам в соответствии с решениями июня 2015 года 90-100 \$ (с НДС) за 1000 м³. Таблица 1 показывает потребительские свойства и тепловую ценность различных углей Кузбасса.

Таблица 2 показывает стоимость эквивалентного 1000 м³ количества угля после транспортировки из Кузбасса на различные расстояния с учетом железнодорожных тарифов (<http://www.tarifgd.ru>) и коэффициентов пересчёта тепловой ценности угля на природный газ (7900 ккал/м³).

Правые столбцы Таблицы 2 показывают, что любые угли марок ДР, ДПКО, ДПК, ДОМ, ДМСШ, ДОМСШ, ДГР в эквиваленте по массе тепловой ценности 1000 м³ природного газа дешевле природного газа в 1,7-2,5 раза при транспортировке из Кемерово на расстояние 1844 км (Екатеринбург).

В настоящее время сохраняются регионы (желтые поля Таблицы 2), где цены на эквивалентное количество угля хотя и дешевле, чем 1000 м³ природного газа, но экономическая целесообразность перехода на газ доказуема только для промышленных предприятий.

В настоящее время сохраняются регионы (красные цифры Таблицы 2), где эквивалентные цены на некоторые марки угля выше чем за 1000 м³ природного газа.

Вывод 1: При ценах июня 2015 года любые промышленные предприятия или тепловые станции расположенные на площади радиусом 1800-2000 км с центром в Кемерово экономически выгодно переводить с природного газа на уголь Кузбасса указанных выше марок.

При этом обеспечивается высокий уровень окупаемости инвестиций, в особенности для промышленных предприятий, где переход на угольную пыль требует только изменения части топливного оборудования и не затрагивает основное технологическое оборудование.

Вывод 2: При достижении в России «равнозатратной» внутренней цены за 1000 м³ природного газа равной 150 долларов на всей территории России будет экономически выгодно заменять природный газ на уголь практически любой марки. «Равнозатратная» цена на газ определяется на основе экспортных цен с вычетом транспортной составляющей.



Таблица 1: Потребительские качества и цены различных углей Кузбасса в июне 2015 года

Марка	Класс	Влага, %	Зола, %	Выход лет. вещ-в, %	Теплота сгор. Низш. Ккал/кг	EXW Кемерово	EXW Кемерово	Замена газа
						Цена,	Цена,	Пересчёт
						руб/тонн	долл/тонн	калорийности
ДР	0-300	13	12	40,5	5200	850	17,78	1,52
ДПКО	25-200	10	9	42	5400	1150	24,06	1,46
ДПК	50-200		5	40	5000	1150	24,06	1,58
ДОМ	13-50	13	14	42	5400	1150	24,06	1,46
ДМСШ	0-25			42	5000	650	13,60	1,58
ДОМСШ	0-50	13	12	42	5100	650	13,60	1,55
ДГР	0-300			47	5200	1000	20,92	1,52
ССПК	50-200	6	10	до 28	6450	2850	59,63	1,22
ССОМ	25-50	8	14	до 28	6300	2850	59,63	1,25
ТПК	50-200	6	10	до 17	6300	2800	59,63	1,25
ТОМ	25-50	8	14	до 17	6200	2800	59,63	1,27



Таблица 2: Стоимость углей Кузбасса эквивалентных 1000 м3 природного газа после транспортировки

			EXW Кемерово	замена газа	CFR Хабаровск	CFR Москва	CFR Екатеринбург	CFR Новосибирск
Марка	Класс	Теплота сгор. Низш.	Цена,	Пересчёт	5040 км	3569 км.	1844 км.	294 км.
		Ккал/кг	долл/тонн уголь	калорийности	\$/tonn эквив газа	\$/tonn эквив газа	\$/tonn эквив газа	\$/tonn эквив газа
ДР	0-300	5200	17,78	1,52	77,51	73,25	59,47	37,80
ДПКО	25-200	5400	24,06	1,46	83,83	79,72	66,45	45,58
ДПК	50-200	5000	24,06	1,58	90,53	86,10	71,77	49,23
ДОМ	13-50	5400	24,06	1,46	83,83	79,72	66,45	45,58
ДМСШ	0-25	5000	13,60	1,58	74,00	69,57	55,24	32,70
ДОМСШ	0-50	5100	13,60	1,55	72,55	68,21	54,16	32,06
ДГР	0-300	5200	20,92	1,52	82,28	78,02	64,24	42,57
ССПК	50-200	6450	59,63	1,22	113,74	110,31	99,20	81,73
ССОМ	25-50	6300	59,63	1,25	116,45	112,93	101,56	83,67
ТПК	50-200	6300	59,63	1,25	116,45	112,93	101,56	83,67
ТОМ	25-50	6200	59,63	1,27	118,33	114,76	103,20	85,02



Большинство российских угольных компаний везет свою продукцию в морские порты на расстояние в 3-5 тысяч километров. Тарифы на перевозку угля по российским железным дорогам в 2015 году выросли на 11,4% и могут вырасти еще. Поэтому наиболее вероятным для российских угольщиков окажется сценарий не увеличения экспортных продаж, а сохранения объемов производства на нынешнем уровне. В 2014 году Россия экспортировала 43% из добытых 356 млн тонн угля. Все крупные российские компании — СУЭК, «Мечел», «Евраз», «Сибуглемет» — пытаются увеличить свою долю рынка и стремятся нарастить поставки на рынок Азии, где сегодня находятся ключевые потребители угля.

При уровне цен середины 2015 года выгодно реализовывать внутренние экономические сценарии и технические решения для повышения внутреннего потребления угля при замене на угольную пыль мазута и природного газа.

Последующие разделы обзора показывают возможные направления замены мазута и природного газа на уголь, а также опробованные многократно технические решения, которые во многих случаях могут базироваться на российском оборудовании или допускают в короткие сроки замещение импорта.



2. Приготовление пылеугольного топлива

Существуют следующие варианты получения и использования угольной пыли, используемой как топливо:

A. Централизованное приготовление товарной угольной пыли на основе крупной угольной мельницы с бункером сырьевого угля и силосами готовой угольной пыли из которых ведётся загрузка в цистерны автомобильного или железнодорожного транспорта. Схема такой помольной установки показана ниже. Установки имеют вытянутую вверх конфигурацию, занимая в плане площадку около 30 x 30 м при производительности около 90 тонн в час, что соответствует в эквиваленте 60.000 м³ природного газа в час или 500 млн. м³ в год.

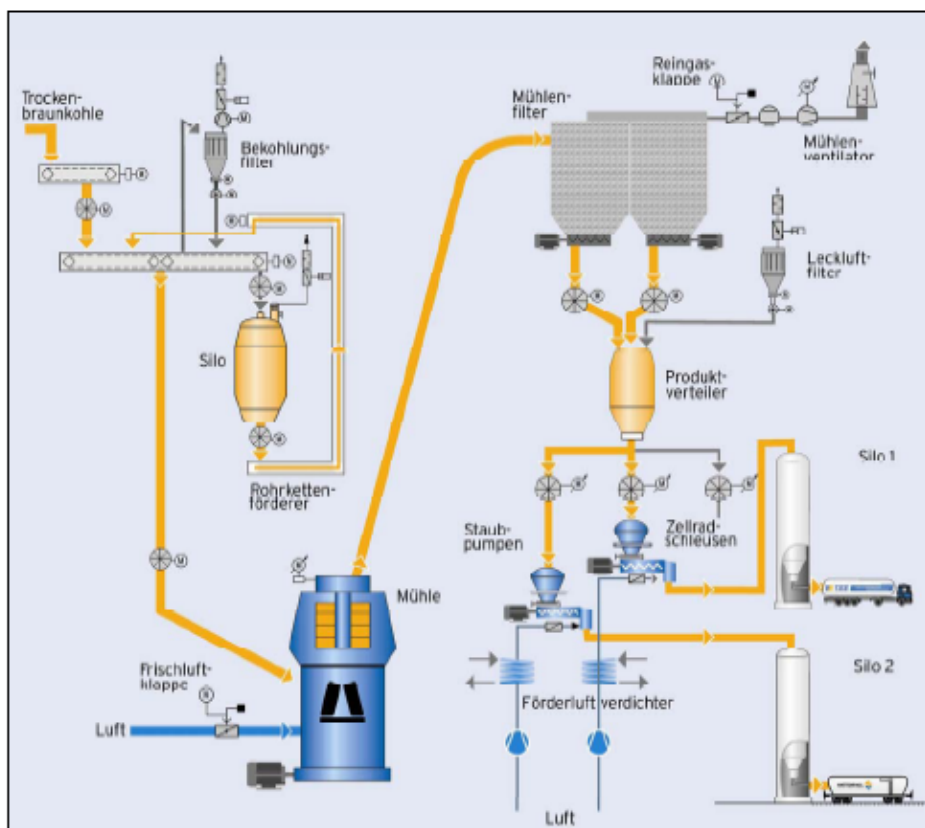


Рис 4: Схема установки приготовления товарной угольной пыли

Аналогичные установки меньшей производительности, например 20 тонн/ час, могут устанавливаться на промышленных предприятиях для замены внутриводского газоснабжения.

На промышленных предприятиях модернизация переход на пылеугольное топливо включает:

- строительство помольной установки
- систему внутриводского пневмотранспорта угольной пыли
- комбинированные горелки, позволяющие сжигать угольную пыль
- модернизация топочной камеры в которой сжигается топливо.

В роли станции приготовления угольной пыли могут выступать пылеподготовительные отделения тепловых станций, имеющие резервные помольные установки.



Рис 5: Батареи силосов для угольной пыли по 1000 м³ в силосе на востоке Германии
Под силоса на загрузку подаётся автомобильный или жд. транспорт.

Б. Локальные установки приготовления угольной пыли – установки прямого вдувания угольной пыли из угольной мельницы к горелке топочного устройства. Это наиболее простая и наиболее распространённая система, широко применяемая на котельных установках с угольным топливом. Такие установки показаны ниже в разделе о снабжении угольной пылью асфальтовых заводов.

В. Локальные установки сжигания угольной пыли с силосом угольной пыли на входе. В силос загружается угольная пыль, подвозимая автомобильным или жд. транспортом от центральной станции приготовления угольной пыли.





На рисунках 6 и 7 выше показана выгрузка угольной пыли из цистерны, шланг пневмотранспорта подключен к фланцу подачи в приёмный силос. На заднем плане синий приёмный силос угольной пыли. Все операции по перегрузке выполняет водитель.

С. Отдельно следует упомянуть сушильные установки на угольных обогатительных фабриках используемые для концентратов тонких классов. В рукавном фильтре такой установки накапливается мелкая угольная пыль, которая используется как топливо собственно сушильной установки (самоснабжение топливом). Эта мелкая угольная пыль может использоваться как товарная угольная пыль, например для котельной обогатительной фабрики или районной тепловой станции. В этом случае приготовление угольной пыли выполняется без измельчения угля, что значительно дешевле.

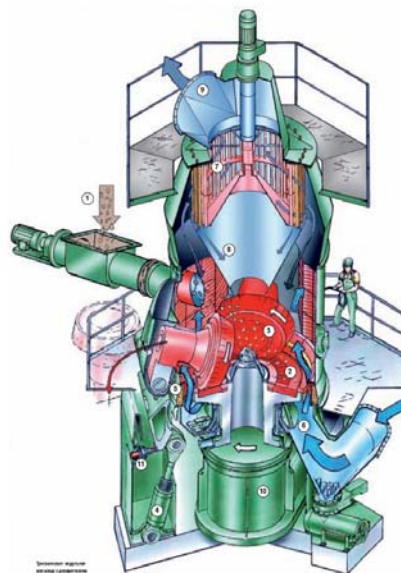
Д. Для печей обжига цементного клинкера могут с успехом использоваться высушенные угольные шламы, являющиеся обычно отходами фабрик обогащения угля. Зола после сжигания шламов является хорошим сырьём для приготовления цемента.

При приготовлении угольной пыли на центральных станциях приготовления используются в основном валковые среднеходные угольные мельницы.

Рис 8: Валковая угольная мельница

При локальном приготовлении угольной пыли в установках прямого вдувания используются мельницы разнообразной конструкции, например молотковые, валковые и другие в зависимости от необходимой производительности.

В любом случае имеется несколько изготовителей угольных мельниц, что позволяет оптимизировать цену на помольные установки.



3. Использование угольной пыли

3.1. Производство асфальта

Вокруг крупных городов и промышленных центров России существуют сети асфальтовых заводов. Основным топливом асфальтовых заводов России является дизельное топливо.

Асфальтовые заводы района (расположенные на расстоянии от 50 до 500 км) могут быть переведены на использование угольной пыли, поставляемой от центральной станции производства угольной пыли. Такая станция может быть построена отдельно или на базе районной угольной тепловой станции, как расширение её системы пылеприготовления для котлов.

Отдельно стоящие удаленные асфальтовые заводы могут быть переведены на угольное топливо с использованием компактной установки локального приготовления угольной пыли с



бункером для кускового сырьевого угля.

Характерно, что при приготовлении асфальта используются тонкоизмельченные добавки, часть которых с пользой замещается золой от сжигания угольной пыли.

В Европе на тонну асфальта расходуется 0,08 МВт тепловой энергии. При годовом производстве 57 миллион тонн асфальта в Германии используется 1.100.000 тонн угольной пыли.

В России в 2007 году прирост производства асфальта составил 41 % по отношению к предыдущему году и достиг 34 млн. тонн. В середине 2008 года предполагалось, что будет зафиксирован существенный прирост производства, так как по результатам первого полугодия предприятиями страны было выпущено 11,7 млн тонн асфальта, что примерно на 30 % больше соответствующего периода прошлого года. Производство асфальтов подстраивается под климат, поэтому во второй половине года обычно производится 60-70 % всего годового объема асфальта в стране.

Ожидается рост производства асфальта в 2011-2015 годах до уровня 50-60 млн. тонн . Сегодня доля стоимости топлива в продажной цене асфальта составляет около 20%. При переходе на угольную пыль доля стоимости топлива снизится до 4%. Экономия от использования угольной пыли вместо дизельного топлива составит около 500 миллионов евро в год. Это снижение расходов из федерального и районных бюджетов.

Потребление угольной пыли для производства асфальта в России может составлять более 1.000.000 тонн угольной пыли в год.

Типичный ряд мощности асфальтовых установок:

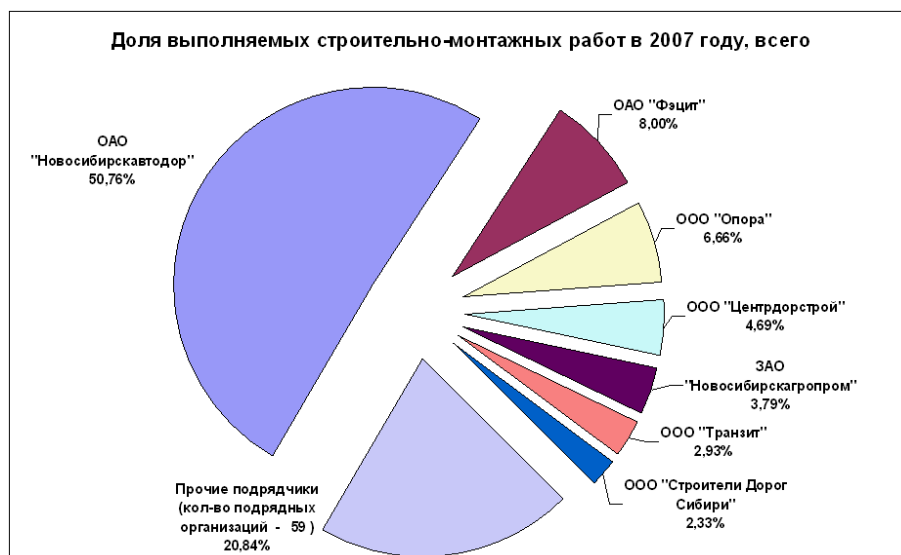
Производительность, т/час	40	80	125	160	200	240	320
Тепловая мощность, МВт	3,8	6,9	9,9	12,6	15,8	18,9	25,2
Расход угольной пыли, кг/час *	880	1460	2300	2900	3700	4400	5900

* теплота сгорания угольной пыли 5000 ккал/кг

Предлагаемые к рассмотрению проекты:

а) 14 асфальтовых заводов г.Новосибирска, на которых возможен переход к использованию угольной пыли, поставляемой от одной центральной помольной станции.

Рис 9: Доля организаций, выполняющих дорожно-строительные работы:





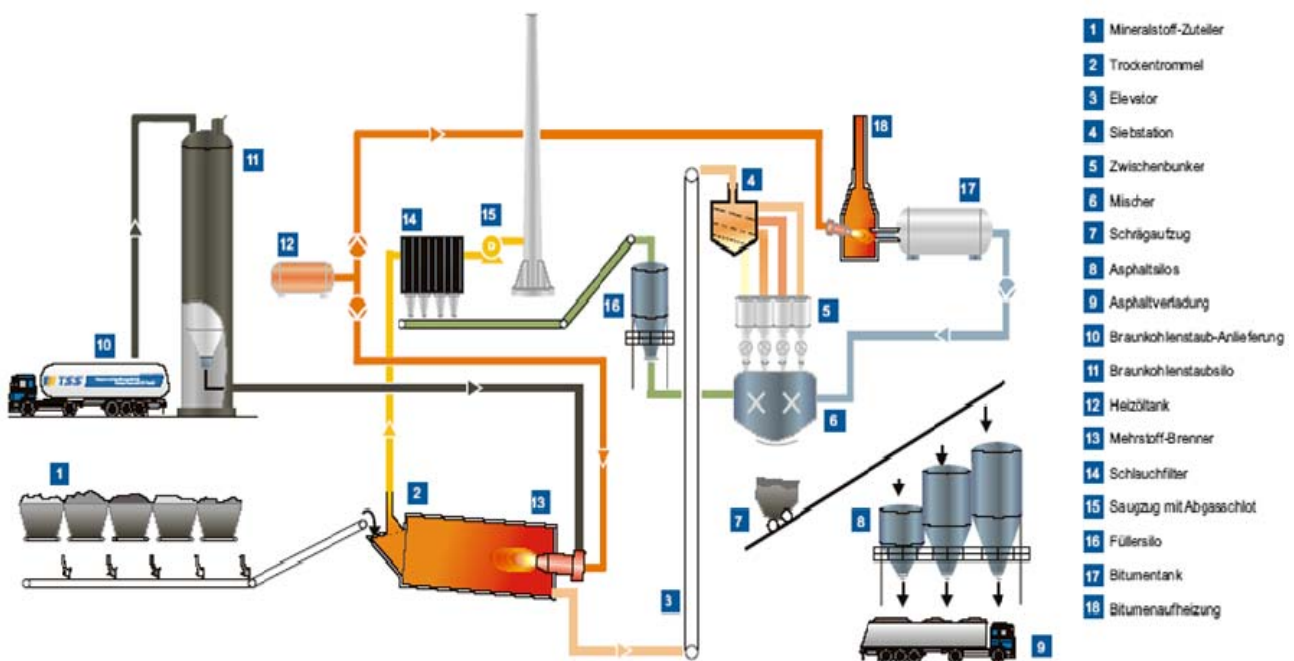
Высокая доля работ выполняемых ОАО «Новосибирскавтодор» показывает типичную для России концентрацию услуг под началом одного предприятия, которое может являться базовым при переходе к использованию угольной пыли. Аналогичная ситуация имеется вокруг каждого крупного российского города.

б) Асфальтовые заводы заводы вокруг г.Красноярска, которым СУЭК готов гарантировать поставку угольной пыли

Договорённость с СУЭК и другими угольными концернами о выявлении подобных потенциальных потребителей угольной пыли в районе расположения основных угольных месторождений позволит расширить внутренне локальное потребление угля.

В первую очередь могут быть рассмотрены асфальтовые заводы, фирма FTT совместно с КОТЭС выполнит поставку оборудования для сжигания угольной пыли во вращающихся барабанах асфальтовых заводов.

Дополнительный эффект – улучшение качества асфальта за счёт добавки угольной золы



Еinsatz von Braunkohlenstaub in einer Asphalt-Mischanlage (vereinfachte Darstellung)

Рис 10: Производство асфальта при сжигании покупной угольной пыли



Рис 11 : Пылеугольная горелка в блоке с дутьевым вентилятором для вращающегося барабана производства асфальта



Имеется хороший опыт использования при производстве асфальта локальных установок приготовления угольной пыли из кускового угля. В этом случае каждый асфальтовый завод получает свою установку приготовления угольной пыли. Элементы оборудования таких установок показаны ниже.



Рис 12: Вращающийся барабан нагрева асфальта с горелкой использующей пылеугольное топливо.



Рис 13 : Установка локального приготовления пылеугольного топлива, включая (слева - направо) сырьевой бункер кускового угля, питатель, молотковую мельницу, воздушный сепаратор, вентилятор подачи угольной пыли к горелке.



3.2. Цементное производства в России

Неограниченные ресурсы по газу, которыми обладала Россия и наличие достаточно развитой системы газоснабжения, привело к тому, что российская цементная промышленность базировалась, в основном, на газовом топливе. Возрастание доли газа продолжалось вплоть до 2004 года, когда она достигла 93,2%. Только с 2005 года она стала медленно снижаться, все еще находясь к настоящему времени на уровне 90%.

В мире на данном этапе более 80-90 % цемента производится с использованием угля и топлива содержащих отходов. Так, к концу XX столетия в странах Западной Европы на долю углей и высокосернистого мазута приходилось 97 % и лишь 3 % – на природный газ .

В настоящее время в немецкой цементной промышленности более 15 % первичного топлива заменено вторичным, использование которого, к примеру, на цементном заводе Феникс в Вестфалии (ФРГ) приближается к 90 %. Это стимулируется определенными доплатами, получаемыми при переходе на вторичное топливо, и дает возможность производить цементный клинкер не используя первичное топливо.

Низкие внутренние цены на природный газ привели к сохранению в российской цементной промышленности мокрого способа производства – устаревшей неэффективной и энергозатратной технологии. По этой технологии производится около 80% цемента. В мире наоборот - 90% цементных заводов работают с использованием современного сухого способа.

Использование угля при производстве цемента имеет не только ценовые, но и технологические преимущества:

- зола, образующаяся при сжигании угля, соединяется с обжигаемым клинкером, поскольку близка к нему по своему химическому составу, что уменьшает расход сырья на 2–3 %;
- теоретическая температура горения при сжигании угольного топлива выше по сравнению с газообразным, поэтому его использование приведет к снижению расхода отходящих газов;

Переход с мокрого способа производства цемента на полусухой и сухой способы уменьшит энергозатраты с 7000-5000 кДж/ кг до 3200-2800 кДж /кг, то есть в два раза снизит объем потребления топливно-энергетических ресурсов на производство цемента.

Тепловую энергию, которую дает сжигание 1000 м³ газа, можно обеспечить 1,4 тоннами угля. Неуклонное подорожание природного газа относительно угля будет оказывать возрастающее давление на производителей **цемента**, понуждая их переходить с газового топлива на уголь.

Годовое **производство портландцемента** общестроительного назначения на типичном заводе по мокрому способу составляет 1270,1тыс. тонн, удельный расход топлива (газа) 228 794 000 м³ в год или 180 м³ природного газа на тонну цемента.

Рынок цемента России в 2006-2007 гг. стал одним из наиболее динамично растущих среди рынков строительных материалов. До финансового кризиса было анонсировано строительство 208 новых цементных заводов. Объемы выпуска продукции за 2002-2007 гг. выросли более чем на 50%, а цены – более чем в 4 раза. При этом емкость российского рынка цемента, по оценкам **ИА "INFOLine"**, выросла в 2002-2007 гг. более чем в 6,5 раз с 1,5 до более чем 10 млрд. долл.

Регионы производства цемента в значительной мере совпадают с регионами угледобычи в России. Наибольшая доля производства цемента приходится на Уральский ФО - 18%, на втором месте - Приволжский ФО - 16%, на третьем месте - Центральный ФО - 14%.

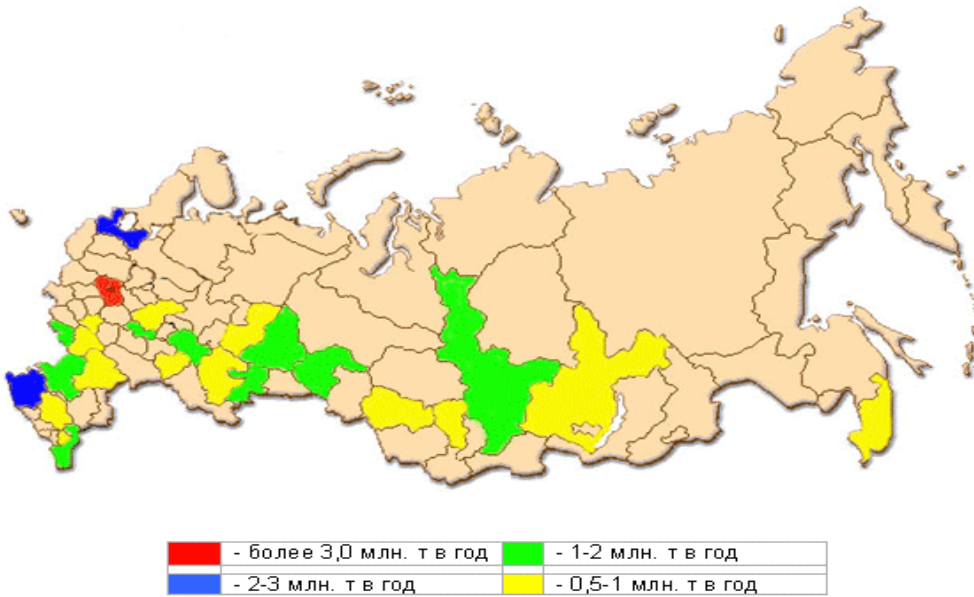
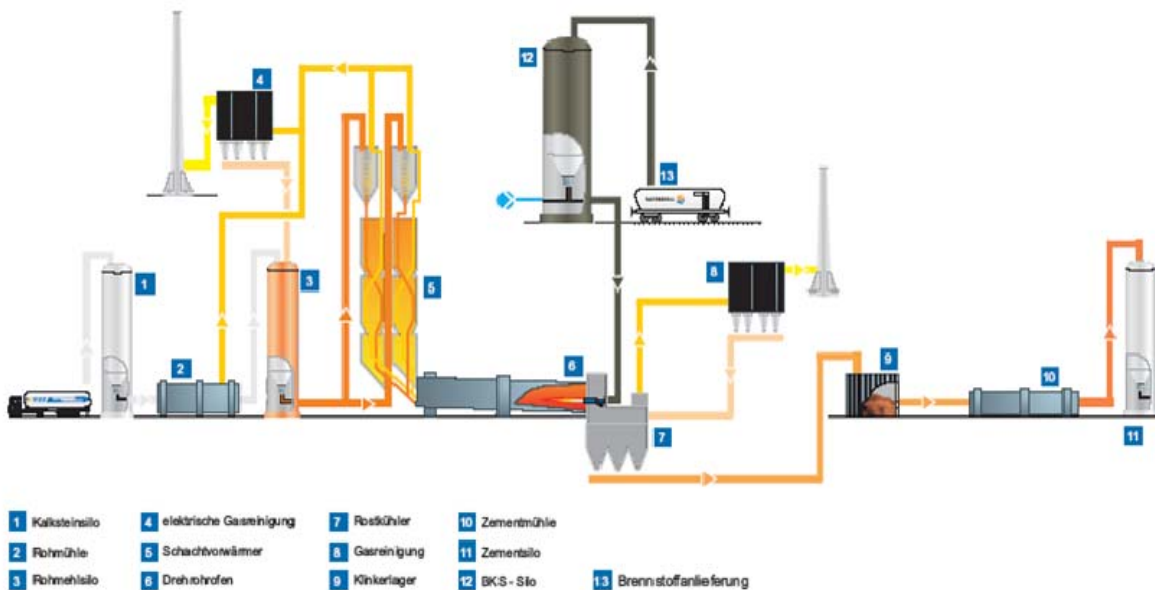


Рис 14: Распределение производства цемента в России

Рынок цемента России принадлежит, в основном, отечественным производителям: около 98,8% рынка составляет внутренне производство, на чистый импорт приходится порядка 1,2%. Несмотря на сильное влияние кризиса на рынок цемента, в 2010 г. ожидается рост рынка на 6-8% до 48 млн. тонн. Потребность России в цемента в 2011-15 годах составит около 80 млн. тонн.

Производство 80 миллионов тонн цемента в сегодняшних условиях - при 90% использования природного газа и 80% использовании мокрого способа производства требует использования 11.800.000.000 м3 газа. При сохранении мокрого способа производства такое производство цемента потребовало бы использования 16.500.000 тонн угля.



Einsatz von Braunkohlenstaub zur Erzeugung von Zement (vereinfachte Darstellung)

Рис 15: Использование покупной угольной пыли при производстве цемента



Переход к использованию угля позволит снизить ценовую энергоёмкость производства цемента на 800.000.000 долл. при рыночных ценах на природный газ. Одновременный переход к сухому способу производства принесёт дополнительную экономию около 500.000.000 долл. в год.

Использование угля при производстве цемента основано на сжигании угольной пыли как при мокром, так и при сухом способе производства. На каждом цементном заводе устанавливается станция приготовления угольной пыли.

Возврат к планам строительства цементных предприятий в России в условиях выравнивания цен на газ должен привести к корректировке с использованием угля как основного топлива.

При использовании как сухого так и мокрого способа производства цемента с большим успехом может использоваться высушенный высокозольный угольный шлам, являющийся в настоящее время отходом обогащения угля. Это позволяет дополнительно снизить стоимость топлива при производстве цемента.

3.3. Горно-обогащительные предприятия

Горно-обогащительные предприятия (исключая топливный комплекс) России производят около 330.000.000 тонн рудных концентратов в год (из них 230.000.000 тонн металлургические концентраты). Основные технологии связаны с обогащением в водных средах, фильтрацией и последующей сушкой концентратов. Потребление тепловой энергии горно-обогащительными предприятиями составляет в среднем 0,08 МВт/тонну концентрата для металлургических концентратов и 0,13 МВт/тонн для неметаллургических продуктов. Стоимость топлива составляет около 25% от себестоимости концентратов, получаемых на обогащительных фабриках.

В настоящее время горно-обогащительные предприятия расходуют около 30.000.000 МВт тепловой энергии на процессы сушки. Стоимость этой тепловой энергии в расчёте на мировые цены для природного газа составляет 1.300.000.000 \$.

При переводе сушильных отделений обогащительных фабрик на отопление угольной пылью стоимость позволит снизить стоимость топливной составляющей до 500.000.000 \$. Использование угля 4-5.000.000 тонн в год.

Первые шаги - показательные предприятия

В настоящее время сушильные линии обогащительных фабрик получения концентратов руд цветных металлов, железорудного концентрата, апатита и других промышленных продуктов, работающие на мазуте, являются наиболее удобными объектами для перехода на пылеугольное топливо. При этом зола от сжигания угля не влияет на процесс и на конечный продукт, можно использовать существующие системы газоочистки.

Для перехода на пылеугольное топливо на обогащительной фабрике устанавливается станция помола угля, система пневмотранспорта и распределения угольной пыли по сушильным линиям, генераторы греющих газов с пылеугольными горелками и системой регулирования и дозирования подачи топлива.

Пример: Ковдорский ГОК, Перевод сушильных линий на работу с генераторами греющих газов Лоеше, работающих на угольной пыли.

Экономический эффект от перевода 8-ми сушильных линий мощностью 22 МВт каждая на обогащительной фабрики с мазута на угольную пыль составит 16.000.000 долл. в год.

Суммарная стоимость работ по двум обогащительным фабрикам – 8 сушильных линий составляет 25 милл. долл.

Срок окупаемости проекта 1,5 - 2 года.



В России и СНГ сушильные линии более 60 обогатительных фабрик в цветной и черной металлургии работают на мазуте и природном газе. Планируется строительство около 50 новых обогатительных фабрик. Общее число сушильных топливо сжигающих линий на этих предприятиях составляет около 400.

С учетом расширения сырьевой базы российских предприятий и инвестиционных проектов суммарная экономия при переходе на угольную пыль составит 1-1.5.000.000.000 евро в год.

При полном переводе обогатительных фабрик на пылеугольное топливо увеличение объемов продаж составит 8-10 миллионов тонн угля в год.

3.4. Производство минеральных удобрений

Производство фосфорных удобрений в количестве 11.000.000 тонн в год может быть переведено на использование угольной пыли на этапе сушки-гранулирования минеральных, например фосфорных удобрений. Возможное потребление угля 450 – 600.000 тонн, ценовое снижение стоимости энергоресурсов не менее 50.000.000 долл. в год.

3.5. Угольная промышленность, угольные тепловые станции

В программных документах по развитию электрогенерации планируется повышение доли угольных тепловых станций.

В рамках использования угольных продуктов также существуют возможности снижения стоимости топлива. В процессе обогащения образуются угольные шламы с влажностью 30-40%, количество которых составляет до 5-10% от товарного угля. В России, так и на Украине накоплены в отстойниках многие миллионы тонн угольных шламов. Эти шламы в сухом состоянии являются высококачественным топливом, которое может использоваться на тепловых станциях, на углеобогатительных фабриках для сушки товарного угля и сушки собственно угольных шламов.

Пример: Беловская тепловая станция, СУЭК, переход к сжиганию угольных шламов вместо сырьевого угля:

- стоимость шлама 11 рубл. / тонна, стоимость угля 112 – 183 рубл. / тонна;

- 3.200.000 тонн угля сжигается в год.

Для сушки 560.000 тонн угольного шлама с размерами 0-10 мм перед последующим контрольным помолом нужен один сушильный комплекс SRT-2000 и генератор греющих газов, работающий на угольной пыли, получаемой из высушиваемого шлама. Установка сама снабжает себя топливом!

Шесть сушильных линий, обеспечивающих себя самостоятельно предельно дешевым угольным топливом, позволяют перевести всю тепловую станцию с угля на сжигание шлама. Экономический эффект минимально: 320.000.000 рубл. = 8.3 миллион евро.

Окупаемость проекта по сушке шлама: 1, 5 - 2 года.

При общем выпуске 313 млн. тонн, объем обогащения угля в 2007 г. составил в России 120,4 млн. т, то есть всего 42% добытого. Невысокий уровень переработки угля объясняется малым количеством обогатительных фабрик, в результате на электростанции поступает уголь не всегда соответствующего качества, что приводит к низкой энергоотдаче углей и большому количеству зольных отходов.

Выпуск концентрата в 2007 г. составил 61,9 млн т, в том числе коксующихся углей - 51,3 млн. т, то есть обогащение рядовых углей в России составляет 15-20% .

На сегодняшний день во всех индустриально развитых странах обогащению подвергается от 70 до 90% всех добываемых каменных углей в (ФРГ – 95%, Великобритания – 75%, США – 55%), а в ЮАР и Австралии, которые характеризуются как мировые лидеры в обогащении углей, все 100% экспортируемых углей подвергаются обогащению. В США в период с 1970 по 1985 год построили 165 новых углеобогатительных фабрик. В отдельные



годы они строили до 20 фабрик в год. Растущие объемы обогащения как каменного, так и энергетического бурого угля являются основной тенденцией для повышения качества угля.

К 2000 году потенциал увеличения внутреннего спроса тепловыми станциями и коммунальными потребителями был фактически исчерпан, потребление угля в России зафиксировалось на уровне 230 млн тонн. В результате весь прирост угледобычи в 2002-2004 годах отправлялся на зарубежные рынки, а экспорт угля из России превысил уровень 1990 года. В 2005 году стало понятно, что экспорт угля как источник роста для угольной отрасли близок к насыщению. Внутренний рынок ограничен из-за неразвитости угольной генерации, поэтому экспорт продолжает оставаться условием выживания угольной промышленности.

Комплексный эффект энергосбережения за счёт повышение качества используемых углей (снижение зольности, влажности) проявляется через снижение издержек при транспортировке, повышение эффективности сжигании угольной пыли, снижении объёмов золоудаления. Это серьёзный фактор повышения эффективности работы тепловых угольных станций и металлургических предприятий. Общий экономический эффект в энергетике от использования обогащённых углей с пониженной зольностью может составить 2-3.000.000.000 долл. в год.

3.6. Электроснабжение изолированных потребителей (северо-восточных регионов)

Граничные расстояния удаленности потребителей с нагрузками 3 МВт для целесообразного расширения централизованного электроснабжения при среднем тарифе в энергосистемах северо-восточных регионов на электроэнергию 5 цент/кВтч составляют 90 км. Для мелких потребителей значения граничных экономически оправданных расстояний от точек возможного подключения сокращаются в 2-3 раза.

Значительная часть территории северо-восточных регионов России не охвачена централизованным электроснабжением. На рисунке ниже показана зона централизованного электроснабжения от объединенных энергосистем, локальные энергоузлы и энергорайоны северных регионов. На остальной территории расположено большое количество изолированных от энергосистем потребителей, электроснабжение которых осуществляется от автономных энергоисточников малой мощности. Слабое развитие транспортной инфраструктуры на северо-востоке страны серьезным образом осложняет проблему топливоснабжения потребителей. У наиболее удаленных потребителей транспортная составляющая стоимости привозного топлива достигает 70-80%. Это касается не только завозимого жидкого топлива, но и добываемого в северных районах угля.

Сезонная ограниченность периодов завоза, создание больших запасов топлива приводят к высоким потерям - до 20%. Кроме того, ряд сортов бурых углей, которые преобладают в бассейнах северных регионов, вследствие распада на мелкие фракции, сохраняет относительно высокое качество лишь в течение двух-трех месяцев после добычи.

Цена дизельного топлива у наиболее труднодоступных потребителей на северо-востоке страны достигает 800-1000 долл./т, котельно-печного - 100-150 долл./т у.т., что приводит к высокой себестоимости производства энергии: электроэнергии - 30-40 цент/кВтч, тепла - 60-80 долл./Гкал. Учитывая, что тарифы для населения вынуждены поддерживать на допустимо приемлемом уровне (на электроэнергию - 5-10 цент/кВтч, на тепло - 20-40 долл./Гкал), из бюджетов различных уровней выделяются значительные дотации на завоз топлива и содержание энергоисточников.

Дизельные электростанции находятся, как правило, в неудовлетворительном состоянии. Моторесурс ДЭС практически исчерпан: на многих электростанциях износ оборудования достиг 80-90%.



Использование на северо-востоке страны систем централизованного приготовления угольной пыли и её сжигания в котлах позволит использовать местные бурые угли.

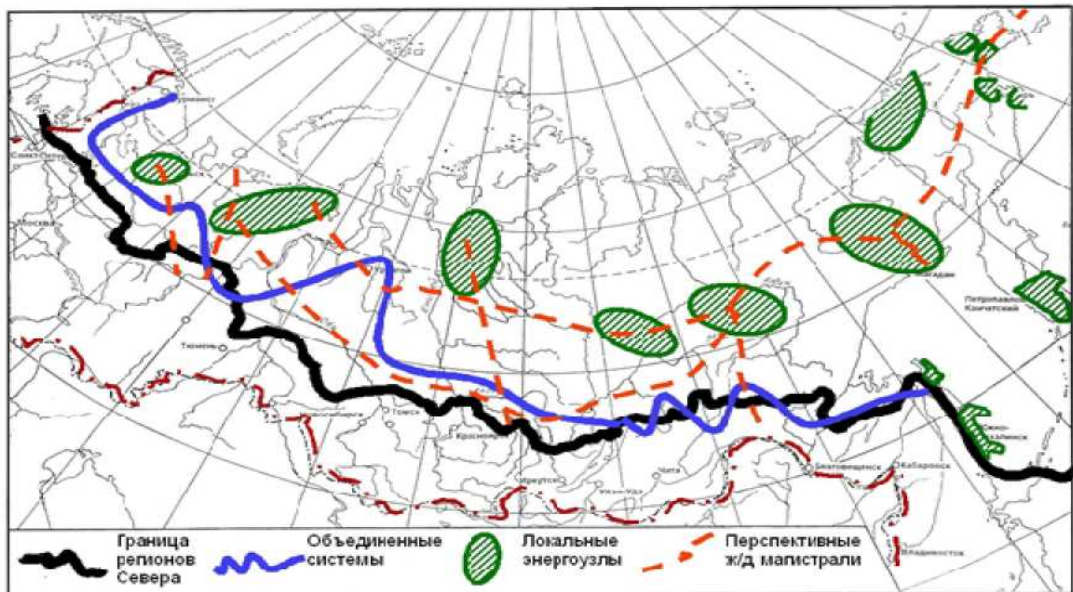
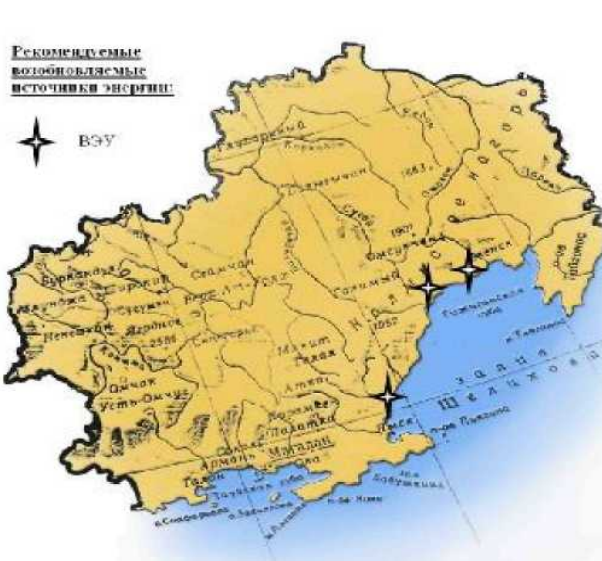


Рис 16: Зонирование российского Севера по распространению централизованного электроснабжения

Известны конструкции малых газификаторов угля, вырабатывающих топливный газ, подаваемый после фильтрации на вход дизельной электростанции. Это также является одним из решений топливоснабжения малой электрогенерации на северо-востоке России.



На территории **Магаданской области** не охвачено централизованным электро-снабжением около 20 населенных пунктов, в которых проживает около 6 тысяч человек, и рудные объекты, расположенные в труднодоступных местах. Эксплуатируется более 30 дизельных электростанций суммарной мощностью около 25 МВт. Кроме того, в ведение ОАО «Магаданэнерго» находится 2 резервных ДЭС. Основные показатели проектов, рекомендуемых в программу развития электроснабжения изолированных потребителей области, приведены в таблице 2.

Рис 17: Электроснабжение магаданской области



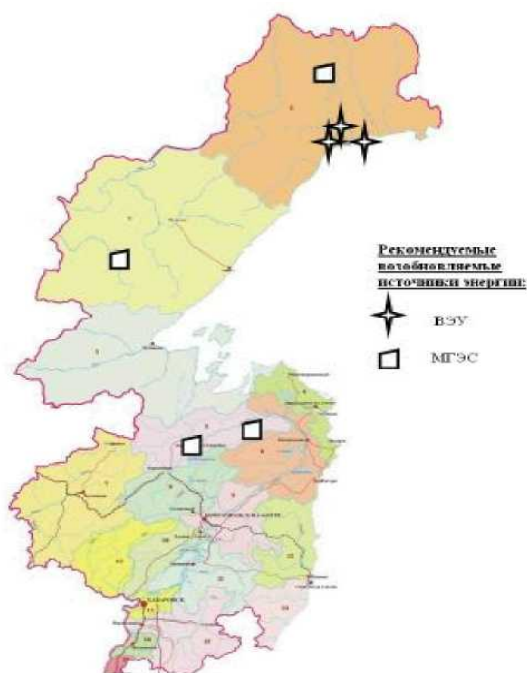
Таблица 2

Показатели программы развития систем электроснабжения изолированных потребителей Магаданской области

Районы	Необходимые инвестиции, млн. долл.	Снижение выработки электроэнергии на ДЭС, млн. кВт·ч	Объемы вытесненного дизельного топлива, тыс. т	Стоимость вытесненного топлива, млн. долл.
Подключение к энергосистеме перспективных рудников				
Сусуманский	15,5	84,7*		
Ягоднинский	10,0	54*		
Хасынский	9,5	60*		
Сооружение возобновляемых источников энергии				
Северо-Эвенский (ВЭС 6 МВт)	11,2	15	4,5	3,6
Ольский (ВЭС 2 МВт)	4,1	4,0	1,2	1,0
ИТОГО:	50,3	217,7	5,7	4,6

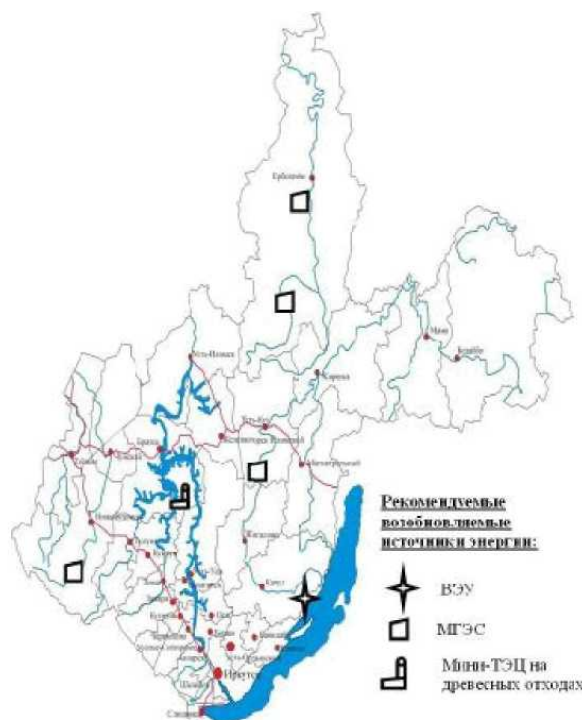
*) – электропотребление перспективных и строящихся рудных объектов

Подключение к системе централизованного электроснабжения экономически оправдано только для перспективных и строящихся рудных объектов, расположенных вблизи существующих ЛЭП. Для этих объектов возможно использование контейнерных локальных станций приготовления угольной пыли. Это является альтернативой строительства ЛЭП, и завозу около 6 тыс. т дизельного топлива, позволит сократить расходы из бюджета на приобретение дизельного топлива в размере 4,6 млн.долл. ежегодно.



На территории Хабаровского края не охвачено централизованным электроснабжением 110 населенных пунктов, в которых проживает около 70 тысяч человек. Эксплуатируется 86 дизельных электростанций суммарной мощностью около 120 МВт. Более 70% дизельных электростанций расположено в северных районах края. Основные показатели рекомендуемых проектов в программу развития электроснабжения изолированных потребителей северных районов Хабаровского края приведены в таблице 3. Реализация всех проектов потребует 54 млн.долл. инвестиций, но позволит вытеснить около 20 тыс. т дизельного топлива, и тем самым сократить расходы из бюджета на его приобретение в размере 14 млн.долл. ежегодно [3].

Рис 18: Электроснабжение Хабаровского края



В Иркутской области не охвачено централизованным электроснабжением более 2/3 территории. Это 85 изолированных населенных пунктов общей численностью 32 тыс. человек. Суммарная мощность ДЭС составляет 38 МВт, годовая потребность в дизельном топливе - 28 тыс. т.

Основные сводные показатели рекомендуемых проектов в программу энергообеспечения изолированных потребителей северных и труднодоступных территорий Иркутской области приведены в таблице 4 [2]. Реализация проектов потребует 29 млн. долл. инвестиций, но позволит вытеснить около 7 тыс. т дизельного топлива, и тем самым сократить расходы из бюджета на его приобретение в размере 5 млн. долл. ежегодно.

Рис 19: Электроснабжение Иркутской области

Одним из направлений сокращения объемов привозного топлива является вовлечение в топливный баланс северных территорий **местных видов топлива**: угля и углеводородов локальных месторождений.

Необходимо развитие добычи на действующих мелких угольных предприятиях производственной мощностью 50-100 тыс. т с целью удовлетворения потребности в топливе ближайших населенных пунктов:

- в Таймырском АО - шахта Котуй;
- в Иркутской области - разрезы Аларский, Харанутский;
- в Республике Саха (Якутия) - разрезы Кировский, Харбалахский, Мироновский, Вилуйский, Олонгринский;
- в Чукотском АО - разрез Полярный;
- в Корякском АО - разрезы Тигильский, Гореловский, Корфский;
- в Амурской области - разрез Контактный;
- на севере Хабаровского края - Мареканский;
- в Сахалинской области - разрезы Мангидайский, Сергеевский-Северный, Ударновский, Солдатский, Варваровский, Разведочный, Шебунинский, Южный.

Перспективные мелкие месторождения угля:

- в Таймырском АО - Хатангском;
- в Эвенкийском АО - Ногинском, Чопко, Кораблик;
- на севере Иркутской области - Хандинском, Мостовском, Ербогаченской площади;
- на севере Республики Бурятия - Бодонском и Эландинском;
- в Республике Саха (Якутия) - Согинском, Таймыльском, Уяндинском, Чай-Тумус, Куларском, Черном;
- в Магаданской области - Чайбухинском, Кэнском;
- в Чукотском АО - Марковском, Эльденырском;
- в Камчатской области - Крутогоровском;
- в Корякском АО - Паланском, Эчваямском;
- в Приморском крае - Крыловском, Ореховском;
- в Сахалинской области - Деонидовском, Каменском.



Перспективные мини-ТЭЦ на базе мелких месторождений угля для удовлетворения потребности в энергии расположенных в непосредственной близости потребителей:

- в Республике Саха (Якутия) - Зырянская и Сангарская на одноименных месторождениях;
- в Корякском АО - Корфская и Паланская на одноименных месторождениях;
- на севере Хабаровского края - Охотская на Мареканском месторождении.

Станции приготовления угольной пыли могут быть расположены непосредственно у малых угольных месторождений, увеличивая рентабельность добычи угля.

Внедрение малотоннажных установок по комплексной переработке угольного сырья в блочно-модульном исполнении в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, ввод в эксплуатацию углеперерабатывающих мини-заводов обеспечит сокращение объемов завоза дизельного топлива, снижение дотационности регионов.

3.7. Малая энергетика, теплофикация

Малая энергетика и теплофикация являются для России темами не менее важными чем электрогенерация. Общее количество котельных в России превышает 200 тыс. ед., из них муниципальных более 73 тыс.

При годовом объеме производства тепловой энергии в целом по стране в 2100 млн. Гкал считается, что 710 млн. Гкал (33%) производится в когенерационном цикле на ТЭЦ, хотя фактически эти цифры меньше, т.к. значительная часть тепла вырабатывается на котлах ТЭЦ, не участвующих в цикле выработки электроэнергии.

Табл. Демографическая ситуация в России. Численность населения городов и поселков городского типа

Группы городов	Численность населения, тыс. чел.	Количество городов с такой численностью	Всего проживало, млн чел.
I	Свыше 100	179	17,3
II	20 – 100	553	23,7
III	до 20	2492	109

До 1990 г. доля затрат на электроэнергию, топливо и тепло в общей себестоимости продукции составляла 3-7%, рост цен на эти ресурсы привел к увеличению этой доли до 45-65% .

Анализ схем теплоснабжения 89-ти характерных городов сорока регионов России (с численностью населения до 100 тыс. жителей) показал наличие в этих городах 2118 котлов паропроизводительностью от 2,5 т/ч до 25 т/ч. В основном (79%), в этих котельных установлены котлы ЗАО ПО «Бийскэнергомаш», из которых:

- 5,9% производительностью 20 т/ч;
- 3,21% - 25 т/ч;
- 26,7% - 10 т/ч;
- 17% - 6,5 т/ч;
- 17,5% - 4 т/ч;
- 8,64% - 2,5 т/ч.

Помимо этого, в странах СНГ и России находятся в эксплуатации более 6000 котлов серии ДЕ производительностью от 16 т/ч до 25 т/ч при номинальном давлении пара 1,2-1,4 МПа.

В зоне теплоснабжения, обеспечиваемой малой энергетикой проживает в России около 130 млн. человек. Планируемое повышение стоимости газа вызовет 5-ти кратный рост цен на тепло с одновременным повышением стоимости электроэнергии в малой коммунальном секторе, что будет серьезным фактором повышения финансовой нагрузки на население или на местные бюджеты.



Этот социальный фактор должен учитываться при разработке конкретных технических решений по реализации энергетической программы.

Возможностью снижения стоимости тепловой энергии в системе коммунального теплоснабжения является переход на использование угольной пыли. В настоящее время 61 % тепловой энергии в России производится за счет сжигания природного газа, 24% - угля, 13% - мазута и 2% - это в основном дрова, сжиганием которых обогревают себя 5 млн. человек.

В системе малой энергетики вырабатывается не менее 340 млн. Гкал в год тепла.

При этом стоимость топлива составляет:

природный газ (61%) - 6.491.795.381 евро (в мировых ценах на газ)

уголь (24%) - 1.144.258.753 евро

мазут (13%) - 1.869.258.677 евро

Замещение в малой энергетике каждых 10% доли природного газа на уголь даёт экономию 600.000.000 евро в год при рыночных ценах на газ.

Замещение 13% доли мазута на уголь даёт экономию 3.000.000.000 \$ в год.

Дополнительное внутреннее использование угля 8.000.000 тонн в год.

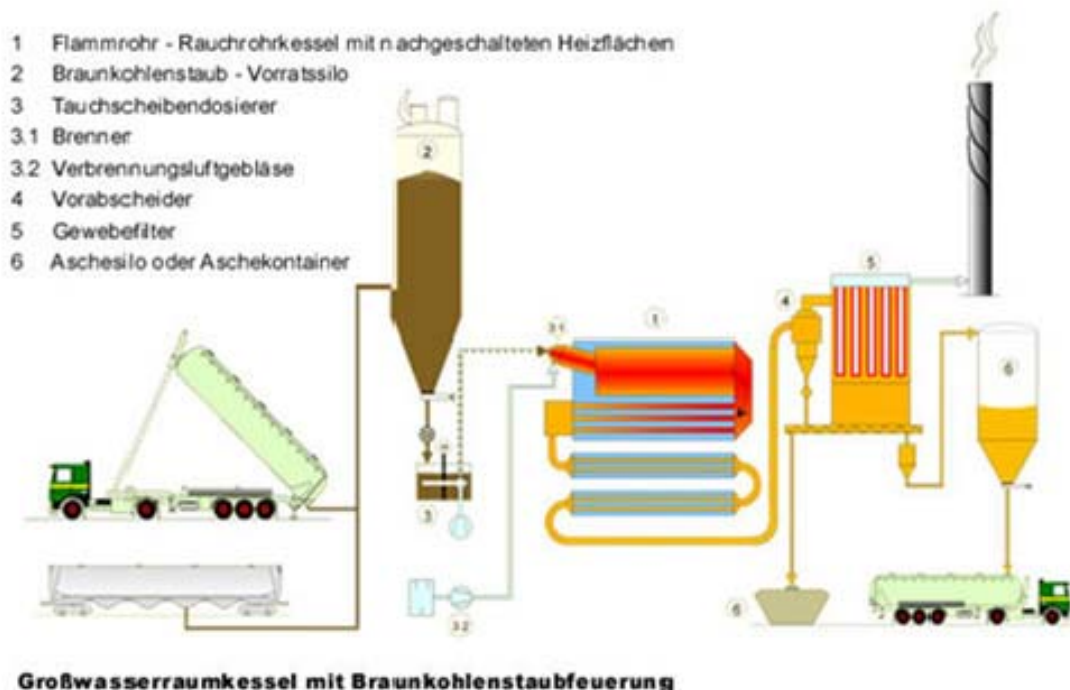


Рис 20 : Водогрейный котёл при сжигании угольной пыли

Значительную экономию даст также переход в малых угольных котельных с сжигания кускового угля на высокоэффективное сжигание подготовленной угольной пыли. Например, Новосибирская область:

- общее количество котельных в Новосибирской области около 1500,
- выработка тепла более 16млн.Гкал.,
- малые (мощностью до 20 МВт) угольные котельные - 94%,
- 79% котельных эксплуатируются одним хозяйствующим субъектом - ЖКХ.

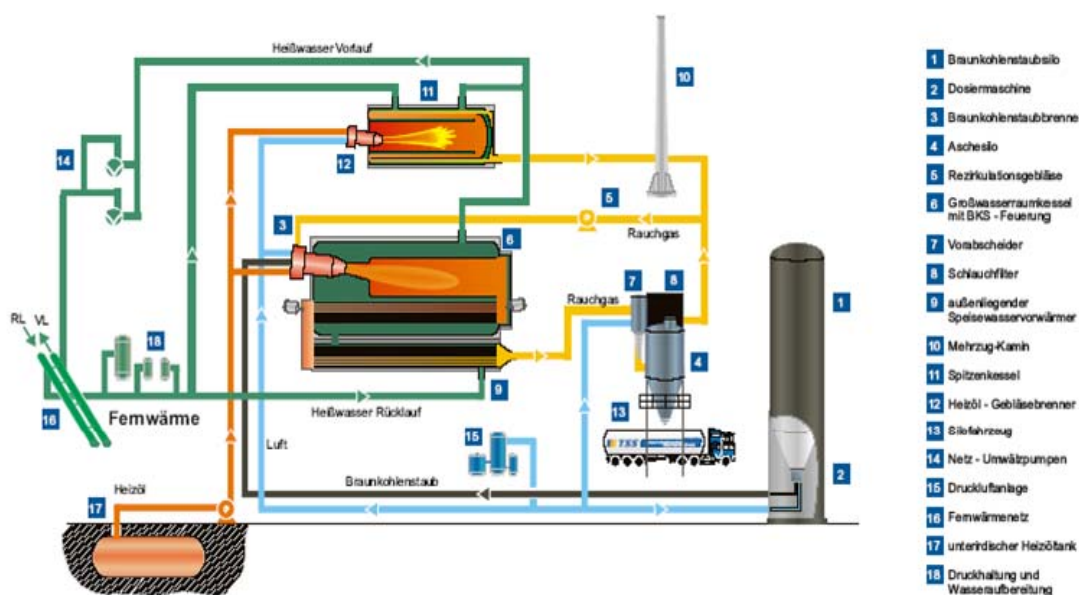
На малых угольных котельных Новосибирской области установлено более 2650 котлов, где в качестве топлива в основном используется кузнецкий и канско-ачинский уголь. Среднее число котлов на котельной 2 - 3 ед.



Доля малых угольных котельных с удельным расходом угля более 323 кг.н.т./Гкал (предельный максимальный удельный расход топлива по нормативам Департамента по тарифам) составляет 66% от общего числа котельных.

Среднестатистический удельный расход топлива на малых котельных НСО составляет 390 кг.н.т./Гкал при оптимальном уровне 270 кг.н.т./Гкал (КПД 70% и коэффициент качества топлива 0,755).

Неудовлетворительное техническое состояние оборудования большинства малых котельных и их тепловых сетей, является причиной низкого КПД (не выше 65%) и высокого уровня потерь в тепловых сетях (до 35%). Главное следствие этого - значительный перерасход топлива.



Еnergимix mit Braunkohlenstaub und Heizöl (vereinfachte Darstellung)

Рис 21: Комбинированная тепловая станция с сжиганием угольной пыли

Отрицательно влияет на уровень технико-экономических показателей работы котельных большой объем установленного нестандартного и непроектного оборудования. Так 56,4% котельных имеют удельный расход электроэнергии на производство и распределение 1 Гкал тепла более 35 кВтч/Гкал при нормативном – 25 кВтч/Гкал.

Дотируемая из бюджетов разных уровней коммунально-бытовая нагрузка (КБН) составляет 80% от суммарной нагрузки малых котельных.

Главным направлением развития котельных, является привлечение частного капитала и переход от дотационности к самоокупаемости. При этом эффективным является только организация структур, контролирующих на многих котельных весь цикл производства тепла и электроэнергии: от подготовки топлива до точки подключения потребителей.

Такие фирмы могут строить центральные станции приготовления угольной пыли, как наиболее эффективного угольного топлива, и снабжать угольной пылью собственные котельные с тепло- и электрогенерацией.

Малая энергетика. Электрогенерация

Единая энергетическая система охватывает немногим более 30 % территории России, остальные 70 % - обеспечивают электроэнергией электростанции, работающие в



автономном режиме или локальные энергосистемы, такие как Камчатская, Магаданская и Сахалинская.

Перспективы развития малой электроэнергетики, видимо, следует рассматривать с учётом этих обстоятельств, то есть в зоне ЭЭС и вне её, так как эти проблемы в каждой из этих зон решаются по-разному.

В любом случае одним из направлений здесь является децентрализация электрогенерации. Эта тенденция гармонично сочетается с возможностью использования частного капитала в местной теплогенерации и местных топливных ресурсов.

4. Оценка итогового экономического и социального эффекта

4.1. Можно ожидать в 2011-2015 годах рост производства асфальта до уровня 50-60 млн. тонн. Сегодня доля стоимости топлива в продажной цене асфальта составляет около 20%. При переходе на угольную пыль доля стоимости топлива снизится до 4%. Экономия от использования угольной пыли вместо дизельного топлива составит около 500 миллионов долл. в год.

Это снижение расходов из федерального и районных бюджетов.

4.2. Производство 80 миллионов тонн цемента в сегодняшних условиях - при 90% использования природного газа и 80% использовании мокрого способа производства требует использования 11.800.000.000 м³ газа. При сохранении мокрого способа производства такое производство цемента потребовало бы использования 16.500.000 тонн угля.

Переход к использованию угля позволит снизить ценовую энергоёмкость производства цемента на 1.800.000.000 долл. при рыночных ценах на природный газ. Одновременный переход к сухому способу производства принесёт дополнительную экономию около 500.000.000 долл. в год.

4.3. В России и СНГ сушильные линии более 60 обогатительных фабрик в цветной и черной металлургии работают на мазуте и природном газе. Планируется строительство около 50 новых обогатительных фабрик. Общее число сушильных топливо сжигающих линий на этих предприятиях составляет около 400.

С учетом расширения сырьевой базы российских предприятий и инвестиционных проектов суммарная экономия при переходе на угольную пыль составит 1-1.5.000.000.000 долл. в год.

При полном переводе обогатительных фабрик на пылеугольное топливо увеличение объёмов продаж составит 10-15 миллионов тонн угля в год.

4.4. Производство фосфорных удобрений в количестве 11.000.000 тонн в год может быть переведено на использование угольной пыли на этапе сушки-гранулирования минеральных удобрений. Возможное потребление угля 450 – 600.000 тонн, ценовое снижение стоимости энергоресурсов не менее 50.000.000 долл. в год.

4.5. Комплексный эффект энергосбережения за счёт повышение качества используемых углей (снижение зольности, влажности) проявляется через снижение издержек при транспортировке, повышение эффективности сжигания угольной пыли, снижении объёмов золоудаления.

Это серьёзный фактор повышения эффективности работы тепловых угольных станций и металлургических предприятий. Общий экономический эффект в энергетике от использования обогащённых углей с пониженной зольностью может составить 2-3.000.000.000 долл. в год.

4.6. Электроснабжение изолированных потребителей (северо-восточных регионов) Станции приготовления угольной пыли могут быть расположены непосредственно у малых угольных месторождений, увеличивая рентабельность добычи угля.



Внедрение малотоннажных установок по комплексной переработке угольного сырья в блочно-модульном исполнении в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, ввод в эксплуатацию углеперерабатывающих мини-заводов обеспечит сокращение объемов завоза дизельного топлива, снижение дотационности регионов.

4.7. Замещение в малой энергетике каждых 10% доли природного газа на уголь даёт экономию 600.000.000 долл. в год при рыночных ценах на газ.

Замещение 10% доли мазута на уголь даёт экономию 1.900.000.000 долл. в год. Снижение уровня дотируемой из бюджетов коммунально-бытовой нагрузки (КБН) (дотационность составляет 80% от суммарной нагрузки малых котельных).

В Таблице 3 сведены результаты оценки экономической эффективности развития промышленного использования угольной пыли в России а также увеличения внутреннего потребления угля.

Таблица 3

	Отрасль промышленности	Экономия, \$	Увеличение потребления угля, тонн	Дополнительно
1	Производство асфальта на уровне 50-60 млн. тонн .	500.000.000	1.000.000	Снижение себестоимости
2	Производство цемента на уровне 80 миллионов тонн	1.800.000.000 + 500.000.000	17.000.000	Снижение потребления газа на 11.800.000.000 м3 /год
3.	Обогатительные фабрики, процессы сушки / котельные	1.200.000.000	12.000.000	Снижение себестоимости
4.	Производство фосфорных удобрений 11.000.000 тонн	50.000.000	1.000.000	Снижение себестоимости
5.	Металлургия	1.500.000.000	10.000.000	
6.	Угольная электрогенерация,	1.500.000.000	10.000.000	минимум
7.	Тепло – и электроснабжение изолированных потребителей (северо-восточных регионов)		1.000.000	сокращение объемов завоза топлива, снижение дотаций
8.	Малая энергетика - снижение потребления мазута	3.000.000.000	8.000.000	Снижение дотаций коммунально-бытовой сектор
	Суммарно, \$	10.000.000.000	60.000.000	

Используя оборудование для производства угольной пыли можно также получать пылевидное топливо из угольных шламов, торфа, древесины, древесных отходов. Таким образом одновременно открывается путь к использованию возобновляемых и альтернативных топлив.

При использовании угольной пыли в названных выше промышленных технологиях отсутствует отрицательное влияние золы угля на конечные продукты. При производстве асфальта и цемента угольная зола замещает часть сырьевых продуктов. Во всех технологиях, связанных с попаданием золы в конечный продукт, фактическая теплотворная способность угля оказывается на 1-2% выше чем расчётная, за счёт передачи тепла от золы к нагреваемому или высушиваемому продукту.



Оборудование

Оборудование для получения, транспортировки, распределения и дозирования выпускается многими европейскими предприятиями. Это оборудование общепромышленного назначения. Оборудование не является монополией одного производителя, существует ценовая рыночная конкуренция, позволяющая оптимизировать процессы закупки оборудования.

При строительстве установок для производства угольной пыли 60-80% оборудования и металлоконструкций будут изготавливаться в России. В перспективе возможен полный переход на производство в России, например на основе лицензионных соглашений.

Возможно строительство станций производства угольной пыли в составе систем приготовления угольной пыли крупных угольных тепловых станций. Это приведёт к отсутствию рисков при продаже угольной пыли, отсутствию значительных сезонных колебаний загрузки оборудования.



Приложение 1.

Ситуация в России:

Энергоёмкость российской экономики в 2-3,5 раза выше чем в развитых странах. Россия имеет свое характерное место на мировом рынке, как страна поставляющая сырьевые ресурсы. Планируемое снижение энергоёмкости экономики России на 60% за счёт изменения структуры промышленности является длительным и тяжёлым процессом.

Уровень экспорта по данным 2007 года составлял:

суммарно	100%	552,2 миллиарда долл.,
экспорт сырья	64%	352,5 миллиарда долл., из которого
экспорт энергоносителей	64%	225,6 миллиарда долл. и
экспорт металлопродуктов	14,2 %	51,5 миллиарда долл.

Потребление энергоносителей в России:

- нефтепродукты 126 милл. Тонн 26% от уровня производства,
- природный газ 451 млрд м3 69% от уровня производства,
- доля использования природного газа в энергетике – 68%,
- средняя доля использования газа в промышленности - 54%,
- внутренние цены на газ 15-20% от мировых рыночных цен.

Экспорт нефтепродуктов: трубопроводы -29%, танкеры - 64%, железнодорожный транспорт (на Китай) – 7% . Нефтепроводы – 47.000 км, износ основных фондов 70%, из которых в работе более 30 лет - 25%, более 20 лет - 30% , более 10 лет – 12%.

Экспорт газа почти исключительно по газопроводам, длина 155.000 км.

Износ основных производственных фондов на газопроводах составляет 56%, в том числе оборудования компрессорных станций - более 89%.

Действующие газовые месторождения (80%) находятся в фазе снижения продуктивности.

Новые газовые месторождения сконцентрированы в северных удалённых областях.

Износ основных фондов (вывод из работы) в электроэнергетике до 2020 года:

тепловые станции	– 49,5%,
теплоцентрали	- 12,5%,
конденсационные электростанции	- 35,5 %.

Ограничение внутреннего рынка угля из-за неразвитости угольной генерации в энергетике и неразвитости технологий использования угля в промышленности. Экспорт угля является условием выживания угольной отрасли.

Вывод: высокие расходы на поддержание / восстановление инфраструктуры потребления / экспорта энергоносителей и внутренней электрогенерации, источники финансовых ресурсов связаны с экспортом энергоносителей (отрицательная обратная связь).

Необходимые решения:

- Увеличение внутренних цен на газ до уровня мировых цен
- Увеличение доли использования угля в энергетике и промышленности
- Снижение энергоёмкости экономики

Последствия в течение 5- 10 лет:

- Увеличение стоимости тепловой и электроэнергии
- Увеличение себестоимости промышленной продукции
- Повышение социальной напряженности
- Снижение темпов роста валового национального продукта
- Увеличение инфляции



Факт:

Мировые цены на энергетический уголь в 4-5 раз ниже, чем мировые цены на природный газ. 1000 м3 природного газа можно заменить на 1,4 тонны угля.

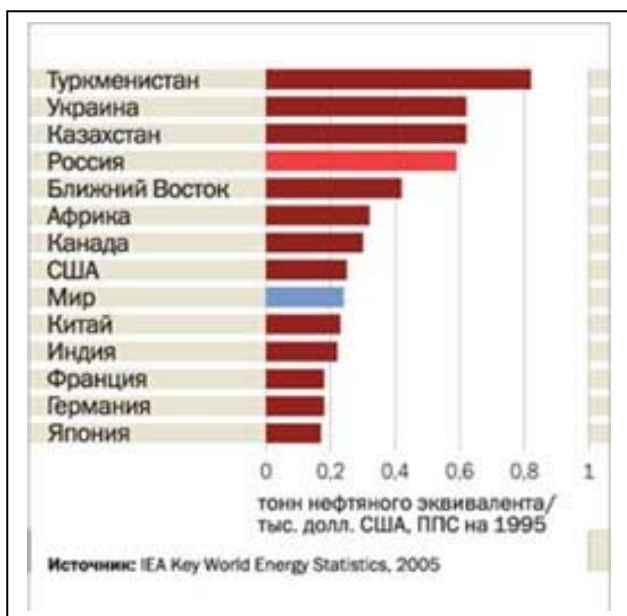
Рекомендованные действия

Адаптировать к российским условиям отработанные западные технологии использования угля, возобновляемых источников энергии – торф, древесина, сланцы, сжигание отходов. Возвращаться к более сбалансированной советской структуре использования энергоресурсов 80-х годов в части использования твёрдых топлив.

Россия имеет уникальные значительные внутренние источники органических топлив. В этих условиях нужно стремиться к снижению не валовой энергоёмкости (энергия в МВт / ВВП), а прежде всего ценовой энергоёмкости промышленности и энергетики (стоимость энергии в руб. / ВВП) за счёт использования наиболее дешёвых органических топлив.

Приложение 2.

Энергоёмкость экономики России



Экономика стран СНГ отличается от экономики индустриально развитых стран более высокой энергоёмкостью ВВП. Удельная энергоёмкость ВВП этих стран (по паритету покупательной способности) в 2.5 раза выше среднего показателя по странам ОЭСР и в 3.5 раза выше энергоёмкости ВВП Евросоюза.

Существуют объективные причины более высокой энергоёмкости российской экономики. Это суровые климатические условия на большей части территории страны, высокие затраты на транспорт, а также сложившаяся в течение длительного периода времени структура народного хозяйства с существенной долей

добывающих отраслей, металлургии и тяжелого машиностроения.

В странах Западной Европы, где учитываются затраты и потребительские свойства топлива, соотношение цен на газ / уголь / мазут находится на уровне 2 / 1 / 2,8. В России это соотношение составляет 0,8 / 1 / 3,5.

Разрабатываемые в России планы по энергосбережению базируются в основном на оптимистических прогнозах для рынка природного газа.

Ниже выборки из поступающих в правительство документов.

а) «В соответствии с энергетической стратегией, энергоёмкость российского ВВП к 2010 г. должна снизиться примерно на 26-28 % по сравнению с 2000 г. и еще на 25-40 % к 2020 г. Решение этой проблемы может быть обеспечено:

- во-первых, за счет структурной перестройки экономики, развития **наукоемких производств** и сферы услуг



- во-вторых, за счет реализации правовых, организационных и технологических мер энергосбережения.

Все меры энергосбережения, включая структурную перестройку экономики, должны **обеспечить до 3/4 предполагаемого прироста потребности в топливно-энергетических ресурсах.**»

б) «По оценкам Института энергетических исследований РАН, объем потенциала энергосбережения составляет около 40-45 % всего энергопотребления страны, из них 10-15 % – за счет мало затратных и 30-35 % – за счет капиталоемких мероприятий.

Экономия природного газа может достичь 22-23 % всего потенциала энергосбережения, нефти – 20 %, угля – 15 %, электроэнергии – 23 %, теплоэнергии – 17-18 %.»

с) «Газосбережение является особенно актуальным ввиду того, что спрос на российский газ в Европе, по оценкам МЭА, вырастет к 2010 г. почти в 2 раза, а мировая цена на него также будет расти.» (**2010: уже понятно что спрос на газ будет падать**)

д) «Структурная перестройка экономики, связанная **с увеличением доли неэнергоёмких отраслей в производстве ВВП**, компенсирует около 60 % необходимого прироста энергопотребления (около 400 млн т у.т. к 2010 г. и 1020 млн т у.т. к 2020 г.), а при умеренном экономическом росте – около половины необходимого прироста.»

(это **несбыточные мечты, то есть 60% прироста энергосбережения точно не произойдёт**)

С другой стороны в этих же документах:

Рост энергопотребления в России

основан на дальнейшем развитии энергопотребляющих производств, прежде всего металлургических предприятий.

Прогноз доли регионов в общем энергопотреблении по России:

Регионы	2006	2020
Регионы Северо-Запада, Центра и Дальнего Востока	36,8 %	39,9 %
регион Урала	24,6	24,7
регионы Средней Волги, Юга и Сибири	36,4 %	34%.

В регионах Северо-Запада и Центра ожидается расширение многочисленных действующих и строительство новых, в том числе электроёмких производств:

- **металлургического завода** в Калужской области,
- **крупного металлургического комплекса** на базе Михайловского ГОКа в Курской области,
- предприятий по производству целлюлозы в Ленинградской области и в Республике Коми
- нефтеперерабатывающих заводов в Ленинградской области и на Кольском



полуострове.

Регион Урала: планируется значительный рост спроса на электрическую энергию на территории Тюменской энергосистемы, на долю которой приходится половина общего прироста электропотребления региона к 2020 году.

Это связано с увеличением добычи нефти и природного газа. Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция остается ведущей нефтяной базой России), повышением электроемкости нефтедобычи и развитием транспортной инфраструктуры.

В Тюменской области прогнозируется рост численности населения. В связи с этим ожидается значительный рост потребности в электрической энергии для нужд домашнего хозяйства и сферы услуг.

Заметное влияние окажет также реализация крупных инвестиционных проектов по **расширению, модернизации и развитию металлургических производств** прежде всего в Свердловской и Челябинской областях.

В регионе Дальнего Востока ожидается увеличение электропотребления за весь рассматриваемый период в 1,9 раза, при этом доля региона в суммарном электропотреблении увеличится незначительно.

В регионе Сибири основной спрос на электрическую энергию будет формироваться за счет промышленного производства (более 55 процентов абсолютного прироста общего электропотребления, прогнозируемого к 2020 году).

На территории Сибири планируется ввод новых крупных электроемких предприятий - Богучанского и Тайшетского алюминиевых заводов, газохимического комплекса на базе Ковыктинского газоконденсатного месторождения, **электрометаллургического завода в Новосибирской области, нескольких целлюлозно-бумажных комбинатов.**

В Поволжье прогнозируемые темпы роста потребности в электрической энергии ниже, чем по России в целом, что в значительной степени определяется особенностями структуры промышленного производства на ее территории, характеризующейся преобладанием обрабатывающих производств, в том числе производства машиностроительной продукции.

В Южном федеральном округе ожидаемый спрос на электрическую энергию находится в зависимости от расширения промышленного производства, в том числе за счет **строительства новых металлургических предприятий**, а также развития объектов инфраструктуры, включая строительство новых и реконструкцию действующих курортно-оздоровительных, гостиничных и рекреационных комплексов.

При максимальном варианте по сравнению с базовым вариантом происходит увеличение доли регионов Сибири и Дальнего Востока в общем электропотреблении страны за счет интенсивного роста электропотребления, связанного с предполагаемым опережающим развитием экономики соответствующих территорий. Наличие больших запасов природных ресурсов (**руд цветных металлов, нерудных материалов, ресурсов леса** и углеводородов) станет базой для расширения производства продукции на электроемких предприятиях.

Крупнейшие инвестиционные проекты:

- освоения месторождений нефти на континентальном шельфе в Баренцевом море,
- включая строительство экспортного нефтепровода Харьяга - Индига и



нефтеналивного терминала,

- проект комплексного развития Нижнего Приангарья,
- Северо-Красноярский проект (на базе освоения и разработки Ванкорского и Северо-Ванкорского месторождений нефти),
- проект строительства нефтепровода Восточная Сибирь - Тихий океан, обеспечивающего разработку Верхнечонского и Талаканского нефтегазоконденсатных месторождений,
- **Удоканский проект на базе крупнейшего в России месторождения меди,**
- проект строительства алюминиевого завода на Дальнем Востоке.

Формирование крупных городских агломераций на основе современных городов-миллионников с инфраструктурой **потребления тепла, электроэнергии, дорожного строительства.**

Выводы:

Снижение энергоёмкости российской экономики на основе изменения структуры промышленности является иллюзией. Причина:

- Россия имеет свое характерное место на мировом рынке, как страна поставляющая сырьевые ресурсы. В этих условиях конкурентоспособность в машиностроении может быть достигнута только в единичных областях.

Снижение энергоёмкости на основе эффективного использования энергоресурсов предполагает:

- а) переход к мировым ценам на энергоресурсы
- б) переход к понятию «снижение ценовой энергоёмкости» , то есть к выбору источника энергии по минимальной совокупной цене его использования.

Приложение 3

Прогноз потребления российского природного газа

«Стоимость строительства 11.000 км магистрального газопровода составляет 50-70.000.000.000 долларов. Это примерно 6.000.000 долл. за километр.»

«Внутреннее потребление и экспорт российского газа в миллиард.м3

	2007	2008	2009	2010	2015	2020
Внутреннее потребление	406	428	438	451	444	449
Экспорт в европу и турцию	154	161	165	167	219	220
СНГ	90	88	93	93	93	98
сумма:	650	677	696	710	756	767

Внутри России потребляется 4/5 добываемого природного газа.
Внутренние цены на газ составляют 15-20% от мировой рыночной цены.»

Разница между внутренними ценами на газ и мировыми ценами в условиях использования газа как основного топлива внутри страны делает Россию заложником мировых цен на газ и уровня продаж российского газа.



За счёт прибыли от продаж газа на внешнем рынке финансируется поддержание внутренних газопроводов, низкие внутренние цены и низкие цены на многие продукты российского экспорта минерального сырья.

Цены и объёмы продаж российского природного газа будут падать, вероятно резко падать.

Основные причины:

а) Появление альтернативных нетрадиционных источников газа – сланцевый газ, месторождения которого широко распространены, в том числе и в Европе, являющейся для России основным покупателем.

Одним из главных последствий бума сланцевого газа станет появление запасов топлива под боком у западных и китайских потребителей. Рынок традиционного природного газа контролируют прежде всего Россия и Иран – владельцы более половины разведанных запасов такого газа в мире. Россия не скрывала своих намерений создать «газовую ОПЕК». Но добыча сланцевого газа породит конкуренцию между газовыми компаниями и странами-экспортерами, что, в свою очередь, укрепит экономическую стабильность промышленно развитых стран «и не позволит поставщикам наживаться за наш счет».

В США терминалы для импортного СПГ уже пустуют, а Катар и другие страны перенаправили поставки СПГ в Европу, что уменьшает ее зависимость от России. Именно поэтому Россия снизила цены для Украины на 30%.

б) рост использования возобновляемых источников энергии на западе, что является для Европы принципиальным вопросом энергетической безопасности. Европа и США наращивают энергетические мощности в большей степени за счет альтернативных источников. В Европе в 2009 году 60% новых энергетических мощностей было создано за счет возобновляемых источников. В США этот показатель превысил 50%.

Сегодня около половины европейской энергетики зависит от импортного топлива. Если ничего не предпринимать, к 2050 г. этот показатель вырастет до 70%. Соответственно, переход на альтернативные источники энергии — вопрос энергетической безопасности Евросоюза. Пока официальная цель Евросоюза заключается в том, чтобы к 2020 г. перевести на альтернативные источники 20% энергетики. Испания, Германия и Австрия уже перевыполнили свои обязательства по этому плану. К 2050 г. Европа способна полностью перейти на альтернативные источники энергии (анализ компании PricewaterhouseCoopers, Института климатических воздействий (Германия) и Европейского климатического форума).

в) рост использования возобновляемых источников энергии на востоке. Китай достиг значительных успехов в освоении альтернативных источников энергии. Уровень частных и государственных инвестиций в эту сферу увеличился в 2009 году на 53%. Китай по этому показателю обогнал США и занял первое место в мире. Всего Китай прибавил 37 ГВт энергетической мощности за счет возобновляемых источников»,

д) разница между спотовыми биржевыми ценами на газ и долговременными договорными ценами В то время как цены на нефть растут, в газовом секторе отмечается обратная тенденция, пишет Financial Times Deutschland, и в ближайшем будущем традиционная ценовая привязка перестанет существовать. Как сообщается в ежегодном докладе М.Э.А, из-за разработки новых месторождений в США и резко выросшего предложения сжиженного газа в ближайшей перспективе могут сформироваться новые ценовые соотношения. Для таких энергетических концернов,



как Eon, RWE или Gaz de France, сегодня сложилась непростая ситуация: они получают сырье по долгосрочным договорам, но вынуждены сбывать его по нынешним рыночным ценам.

Растущий избыток на рынке природного газа будет способствовать снижению цен на него и ослаблению контроля России. Перепроизводство газа обусловлено падением мирового спроса на фоне рецессии и ростом в США добычи из нетрадиционных источников, так называемого «газа в плотных породах» и «[сланцевого газа](#)». Этот избыток будет иметь и другие последствия, в частности «поставит под сомнение амбиции России» по продаже сжиженного природного газа за границу.