

Putting a Price
on
ENERGY

International
Pricing Mechanisms
for Oil and Gas



Международные механизмы формирования цен на нефть и газ. Транзитные тарифы на газ

**Ральф Дикель, Директор Департамента
торговли и транзита Секретариата
Энергетической Хартии**

**Юлия Селиванова, эксперт Департамента
торговли и транзита Секретариата
Энергетической Хартии**

**Д-р Конопляник Андрей Александрович,
бывший Заместитель Генерального Секретаря
Секретариата Энергетической Хартии**

14 июля 2008, Ашхабат, Туркменистан



Energy Charter Secretariat

Putting a Price
on
ENERGY

International
Pricing Mechanisms
for Oil and Gas

Исследование Энергетической Хартии по ценообразованию на нефть и газ

ЦЕНА ЭНЕРГИИ

Международные
механизмы формирования
цен на нефть и газ



СЕКРЕТАРИАТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ХАРТИИ

PUTTING A PRICE ON ENERGY

International
Pricing Mechanisms
for Oil and Gas



ENERGY CHARTER SECRETARIAT



Energy Charter Secretariat

Книга может быть бесплатно загружена с сайта:
www.encharter.org

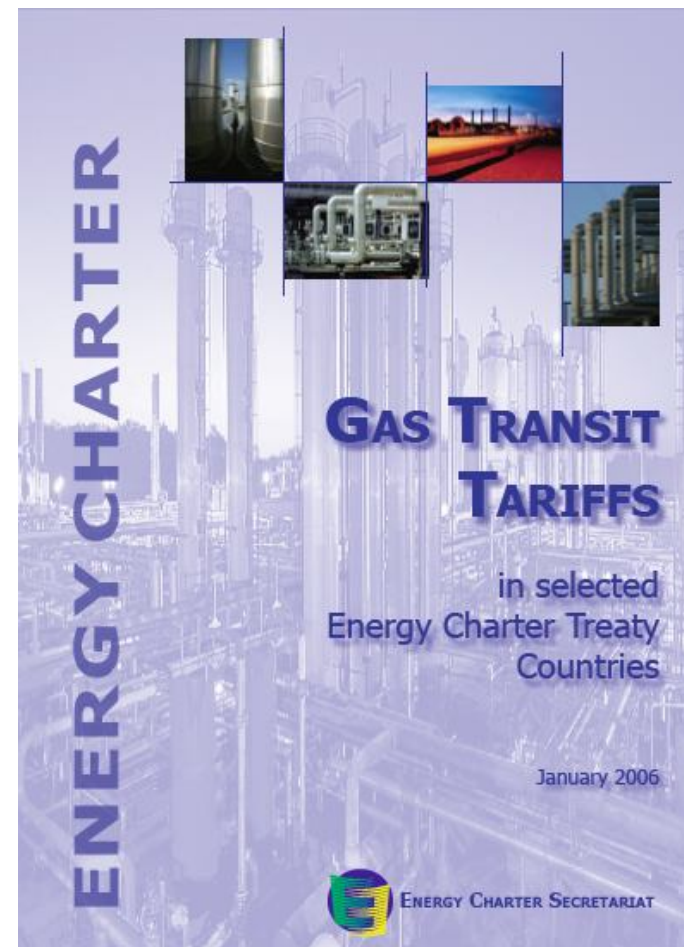
Putting a Price
on
ENERGY

International
Pricing Mechanisms
for Oil and Gas



Energy Charter Secretariat

Исследование Энергетической Хартии по транзитным тарифам на газ

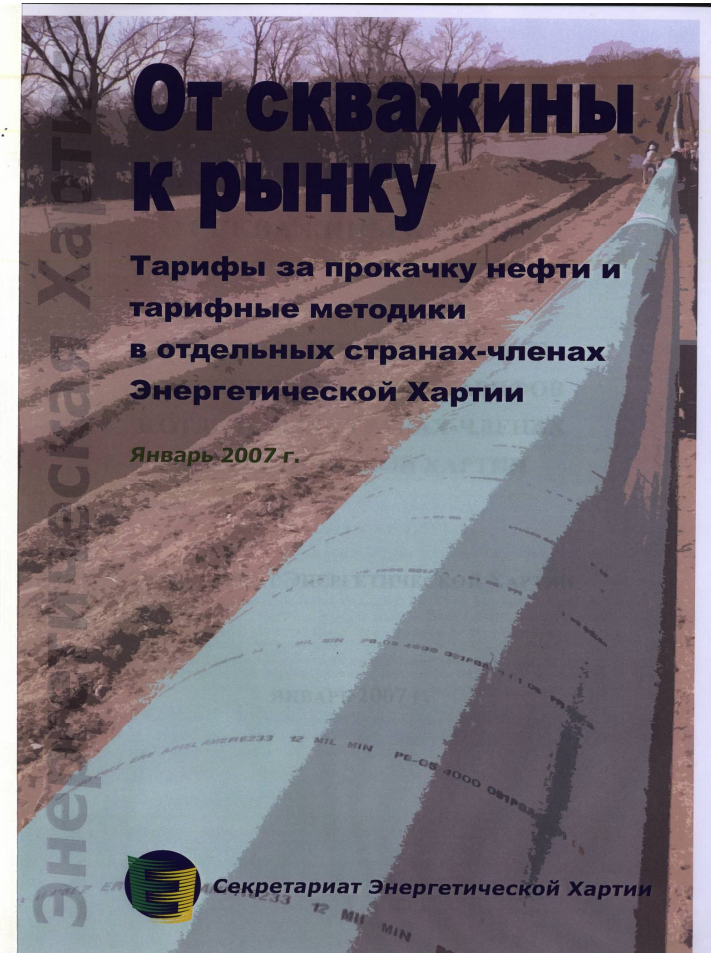
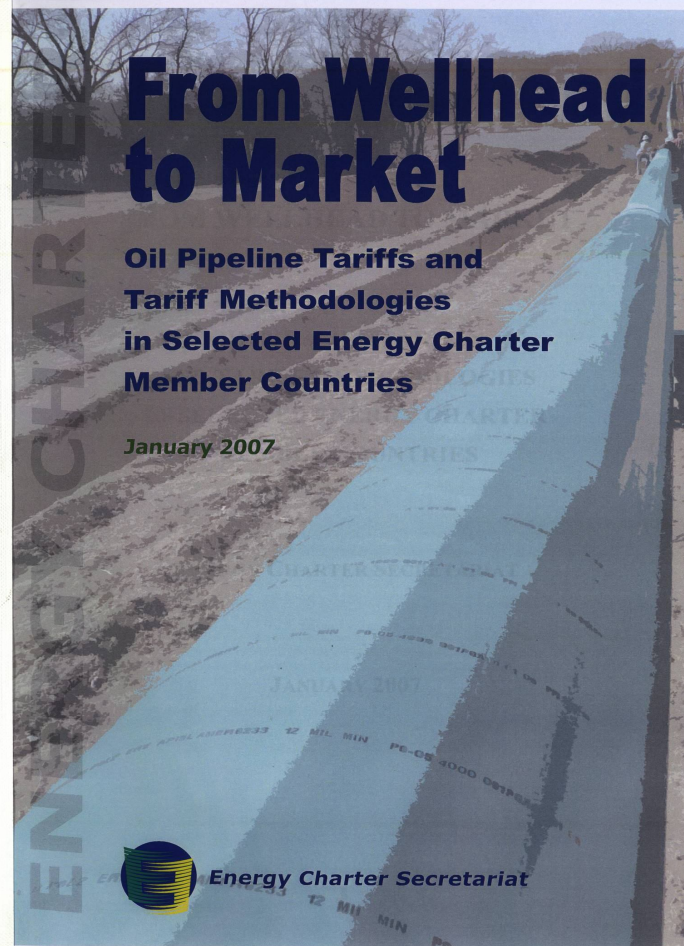


Книга может быть бесплатно загружена с сайта:
www.encharter.org

Putting a Price
on
ENERGY

International
Pricing Mechanisms
for Oil and Gas

Исследование Энергетической Хартии по транзитным тарифам на нефть



Книга может быть бесплатно загружена с сайта:
www.encharter.org



Energy Charter Secretariat

Цели Декларации об Энергетической Хартии (1991)

«В рамках **государственного суверенитета и суверенных прав** на энергетические ресурсы и в духе политического и экономического **сотрудничества** они [Стороны] обязуются содействовать развитию **эффективного энергетического рынка** во всей Европе и лучше функционирующего глобального рынка, в обоих случаях на основе принципа недискриминации и **ориентированного на рынок ценообразования**, учитывая должным образом озабоченности в области **окружающей среды**»

(Раздел I «Цели» [Европейской] Энергетической Хартии 1991 г.)



Структура семинара

1. **Международные механизмы ценообразования на нефть и газ/развитие долгосрочных контрактов**
 - 1.1 Теоретические и исторические аспекты
 - 1.2 Появление и развитие долгосрочных контрактов
 - 1.3 Гронингенская концепция долгосрочных контрактов
 - 1.4 Формула ценообразования и механизм пересмотра цен
2. **Региональные особенности ценообразование на газ**
 - 2.1. Долгосрочные контракты (западные страны)
 - 2.2. Долгосрочные контракты и ликвидные рынки (Сев. Америка и Великобритания)
 - 2.3 Ценообразование на российский газ при поставках в ЕС и страны бывшего СССР/СЭВ
3. **Выводы исследования по ценообразованию на нефть и газ**
4. **Транзитные тарифы и доступ к трубопроводам**
 - Транзитные тарифы на газ
 - Транзитные тарифы и доступ к трубопроводам (в контексте обсуждений проекта Транзитного протокола)





Часть 1

Международные механизмы ценообразования на нефть и газ / развитие долгосрочных контрактов

Part 1

Pricing mechanisms for oil and gas / development of long-term contracts

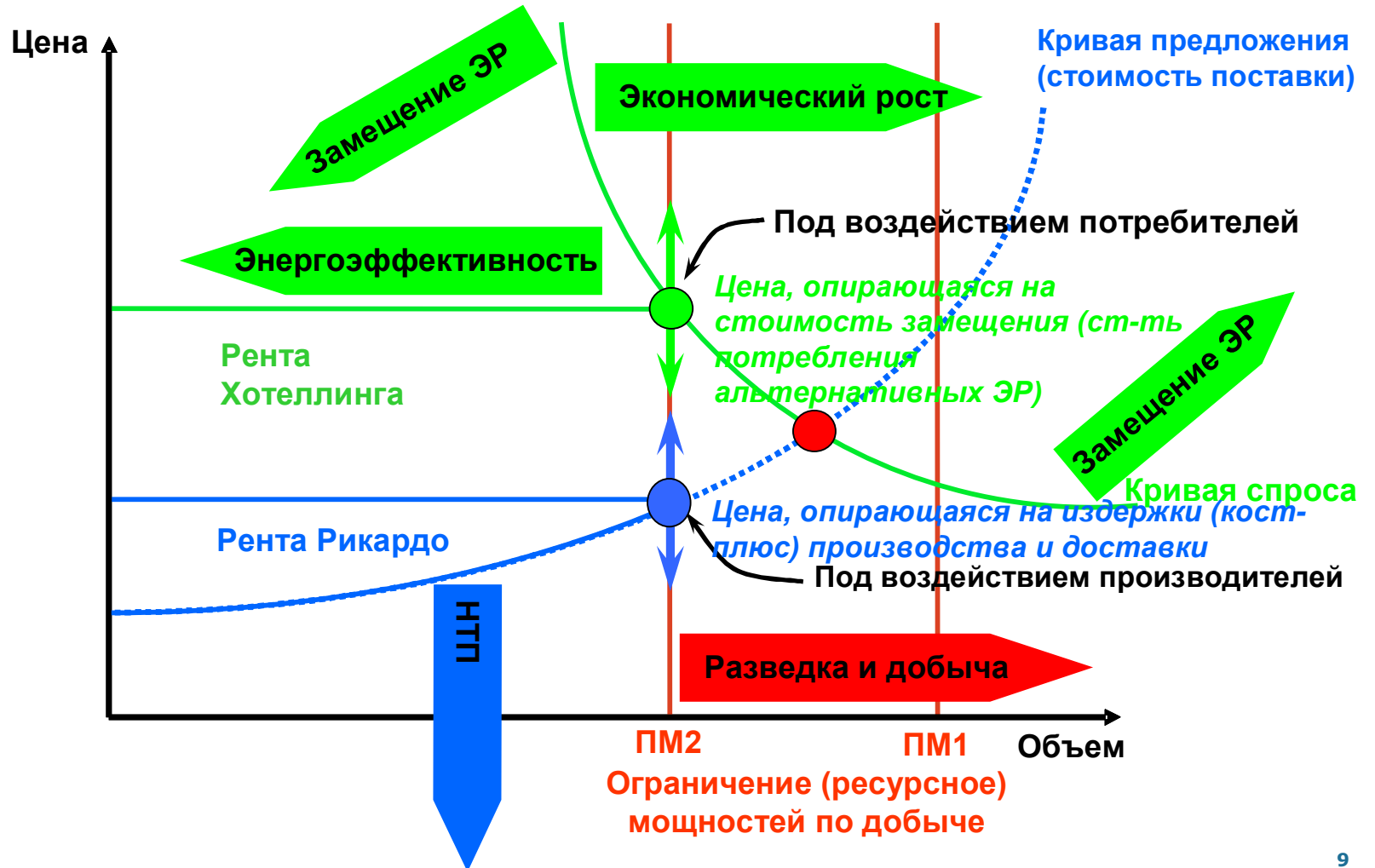
Non-Standard Theoretical Aspects

- Risk and High Specificity of Oil and Gas Investment: Transaction Cost Theory
- The Character of a Natural Resource: Ricardian Rent
- Finiteness of Resources: Hotelling's Theorem
- Producing Companies and Resource Owners: Principal-Agent Theory
- Inelastic Demand Combined with Supply Restrictions: Cournot-Nash-Formula
- Market Imperfections/Externalities: Pigou Taxes and Coase Theorem



Ценообразование на невозобновляемый энергоресурс: рента Рикардо и рента Хотеллинга

Ресурсная рента = рента Рикардо + рента Хотеллинга

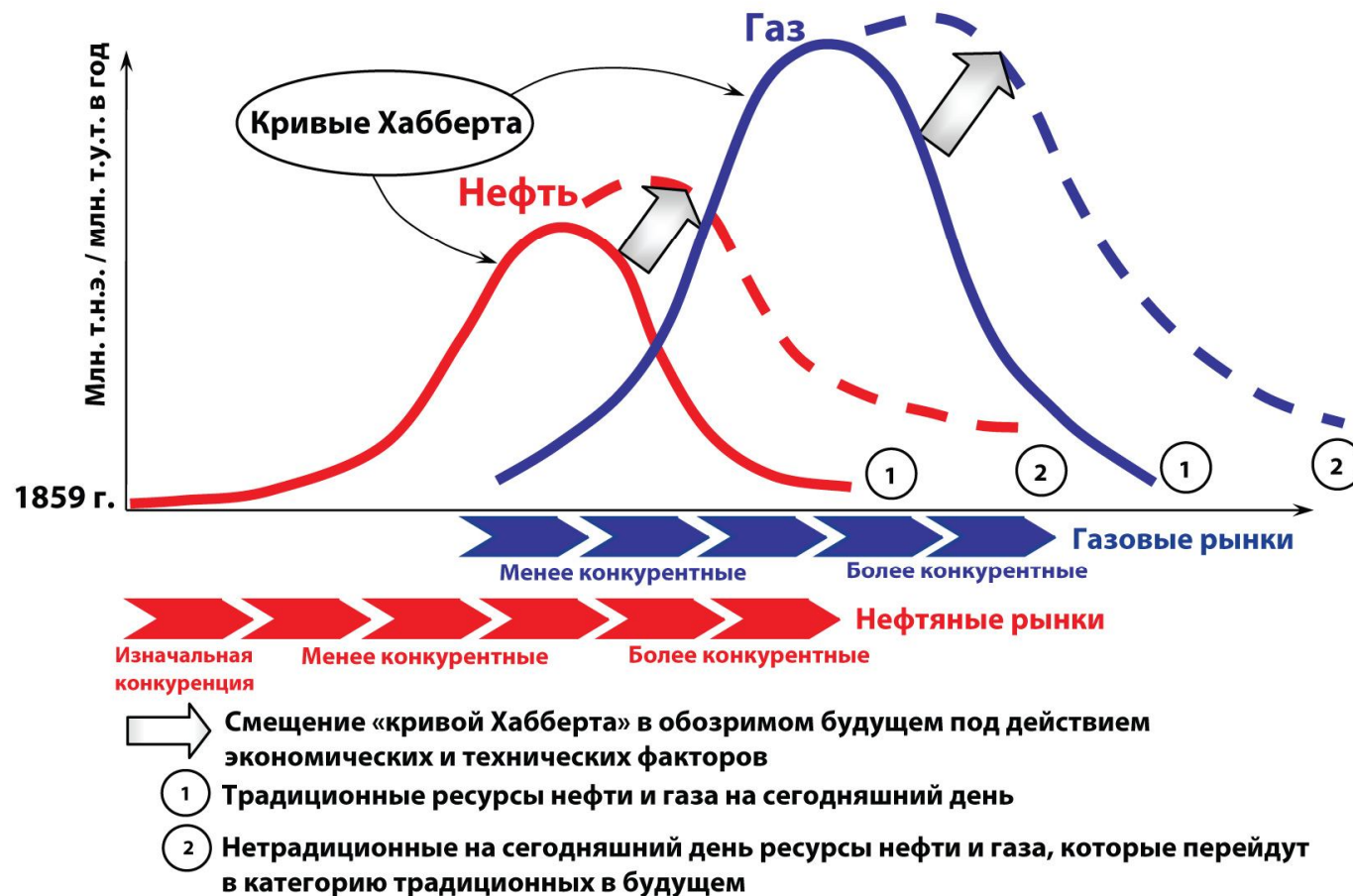




ЭКСПОРТ ГАЗА: РЕНТА, ЦЕНООБРАЗОВАНИЕ И ЦЕНЫ

- Цена и рента на невозобновляемый энергоресурс:
 - рента Рикардо
 - рента Хотеллинга
- Принципы ценообразования на газ:
 - **«издержки-плюс»** => ценообразование на внутреннем рынке производителя газа или дотационное экспортное (рента Хотеллинга остается в стране-экспортере или делится со страной-импортером)
 - **«стоимость замещения»** = стоимость альтернативных энергоресурсов (конкурирующих с газом у конечного потребителя - «на горелке») - при ограничении мощностей по добыче в стране ниже уровня спроса на газ
 - **«стоимость замещения + нет-бэк»** => стоимость замещения, приведенная к пункту сдачи-приемки, расположенному в производственно-сбытовой цепи «выше» границы страны-импортера => голландская модель (Гронинген) долгосрочного экспортного газового контракта (ДСЭГК) с 1962 г.

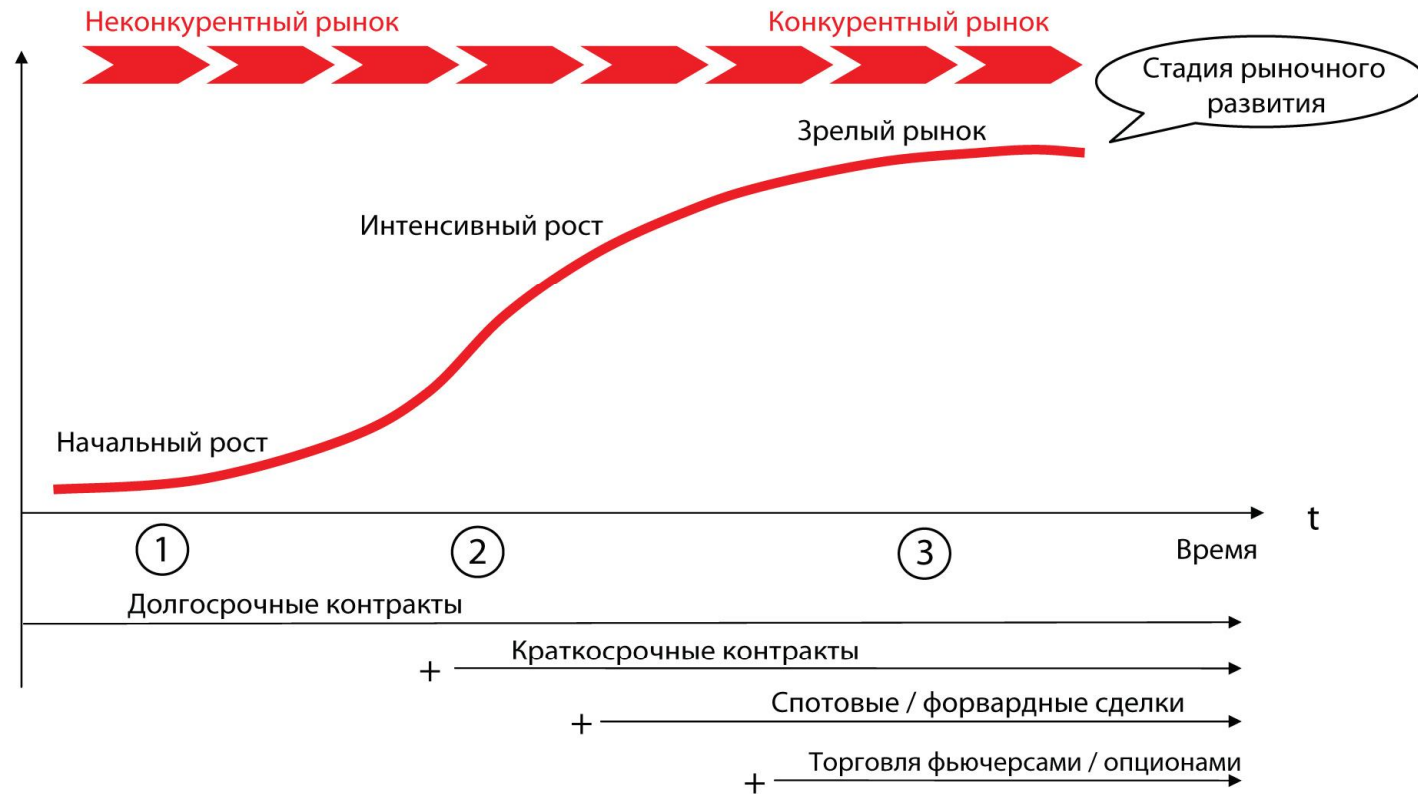
Рынки углеводородов: от неконкурентных к конкурентным структурам



Источник: А.А. Конопляник



Динамика развития газовых рынков



Стадии развития механизмов ценообразования:

- ① - «издержки плюс»
- ② - формулы привязки (основанные на ценах на альтернативные виды топлива)
- ③ - основанные на биржевых котировках (товарные рынки)

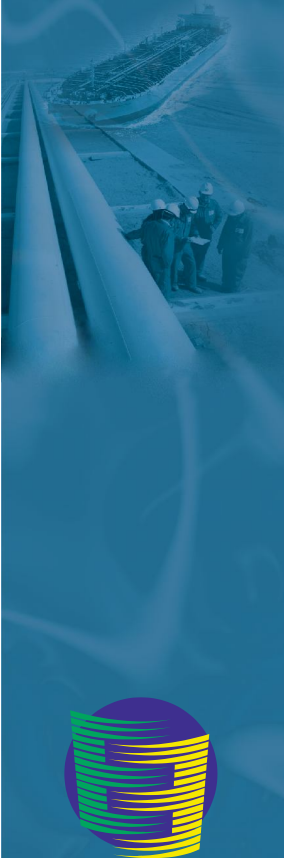




Развитие долгосрочных экспортных газовых контрактов (ДСЭГК)

Development of long-term gas export contracts





Origin of concept

- Groningen – one of the first Super Giant gas fields, first large gas exports worldwide
- Before Groningen – cost-plus approach for gas associated with oil fields (in NL and beyond)
- Producer received a fraction of final consumer price
- Goal of Dutch government: to achieve the highest revenue from Groningen for the Dutch Government
- Nota de Pous (11 June 1962)

The Groningen Concept

Developed by Nota de Pous (Note to Parliament in **1962**)
For exports:

Pricing:

- Replacement value principle (no cost-related approach)
- Net-back value, netted back from replacement value
- Regular price review, if no joint solution=> arbitration
- Price risk and reward for seller, marketing risk for buyer
- Protection against arbitrage by buyer

Volumes and risks:

- Long term supply vs. off take obligation based on minimum pay: dedication of certain volumes of reserves vs. commitment to market defined volumes
- Secure supply at marketable prices against reliable sales volumes at maximum highest marketable price



Basis of Concept – Exports

- Long term large volume supply contracts
 - Fixed supply obligation
 - Minimum pay volumes / de facto fixed off take volume
- Allows building of infrastructure for and in export market
- Pricing based on net back value based on replacement value of competing fuels
- Regular price review, disputes settled by arbitration
- Allows to sell gas in competition with other fuels
- Different netbacks to Dutch border:
 - Different replacement value in different countries
 - Compensation for transport if not delivered free border



A Typical Net Back Gas Price Formula

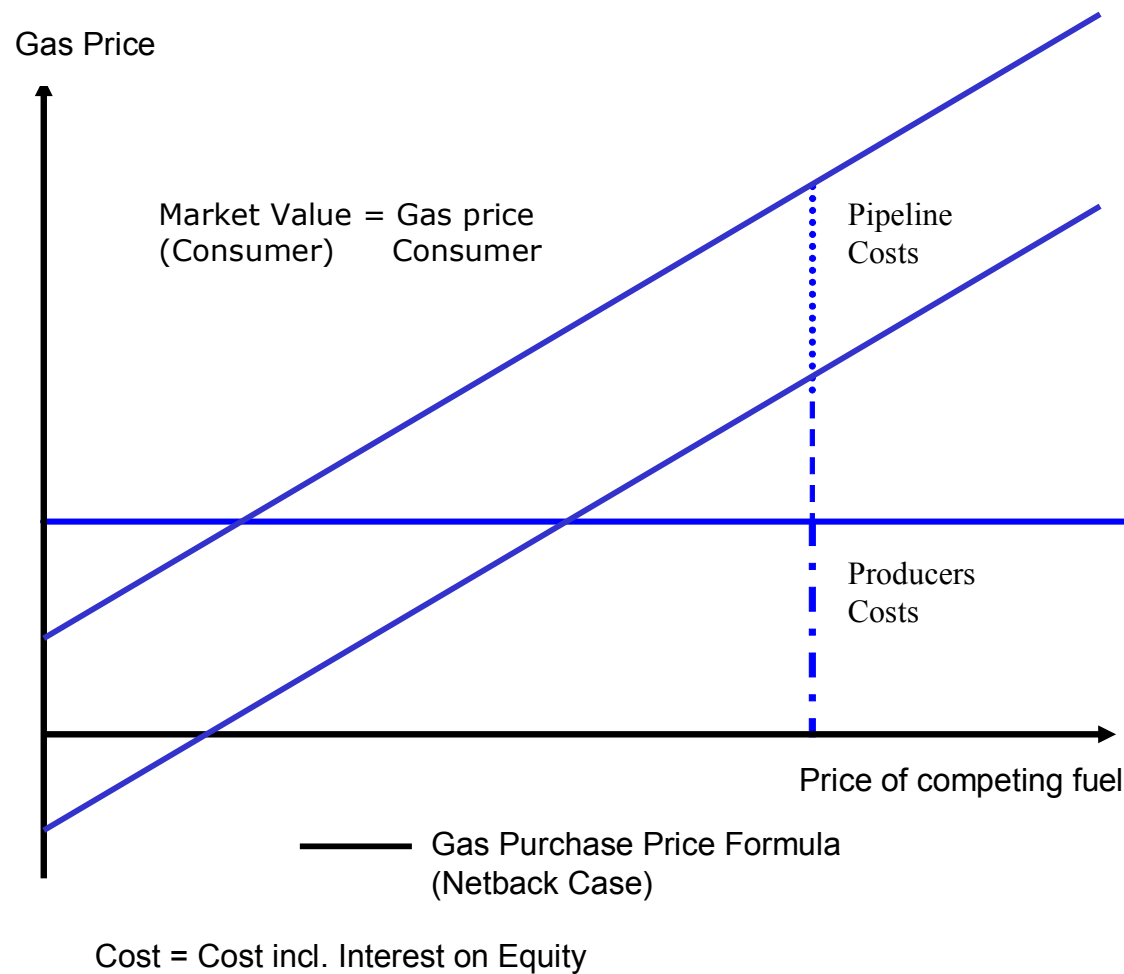
$$P_m = P_o + 0.60 \times 0.80 \times 0.0078 \times (LFO_m - LFO_o) + 0.40 \times 0.90 \times 0.0076 \times (HFO_m - HFO_o)$$

The gas price P_m during the Month m is a function of

- the starting gas price P_o
- and the price development of competing fuels Light Fuel Oil (LFO) and Heavy Fuel Oil (HFO)



Sharing of the market value



Different Ways of Writing a Price Formula

- The Abstract Form:

$$P = P''_0 + a A + b B$$

- The Additive Form:

$$P = P_0 + a (A - A_0) + b (B - B_0)$$

- The Multiplicative Form:

$$P = P'_0 (q + r A/A'_0 + s B/B'_0)$$

(A, B being indices to which the gas price is pegged)

Each form can be transformed by arithmetical effort into any other.

(See R. Dickel, "Long-term contracts. Principles and Applications", World Bank (1993), downloadable at http://www-wds.worldbank.org/servlet/main?menuPK=64187510&pagePK=64193027&piPK=64187937&theSitePK=523679&entityID=000009265_3961005004331).



Which Form To Use?

- The *abstract* form is best suited to the comparison of two different price formulas.
- The *additive* form allows for the easiest economic or commercial interpretation when the gas price is pegged to the price of competing fuels. The parameters a , b determine the absolute change of the gas price per absolute change in the price of the competing energy, $A - A_0$ and $B - B_0$.
- The *multiplicative* form offers an obvious interpretation when the gas price is pegged to inflation or cost indices. In that case r , s determine by which percentage the relative change in the respective index is geared to a relative change of the gas price or in the case of “ q ” to which extent the gas price is not affected by the changes in the indices.



An Example of a Price Re-opener

- If the circumstances beyond the control of the Parties change significantly compared to the underlying assumptions in the prevailing price provisions, each Party is entitled to an adjustment of the price provisions reflecting such changes. The price provisions shall in any case allow the gas to be economically marketed based on sound operation.
- Either Party shall be entitled to request a review of the price provisions for the first time with effect of xx/yy/zzzz and thereafter every three years.
- Each Party shall provide the necessary information to substantiate its claim.
- Following a request for a price review the Parties shall meet to examine whether an adjustment of the price provisions is justified. Failing an agreement within 120 days either Party may refer the matter to arbitration in line with the provisions on arbitration of the Contract.
- As long as no agreement has been reached or no arbitration has award been rendered all rights and obligations under the agreement –including the price provisions - shall remain applicable unchanged. Unless otherwise agreed or decided by the arbitral award, differences to the newly established price (by agreement or by arbitration) shall be retroactively compensated inclusive of interest on the difference calculated at an interest rate reflecting the conditions on the international financing market.



Review of A Typical Net Back Gas Price Formula

$$P_m = P_o + 0.60 \times 0.80 \times 0.0078 \times (LFO_m - LFO_o) + 0.40 \times 0.90 \times 0.0076 \times (HFO_m - HFO_o)$$

Typical subjects of a price review:

- Shares of competing fuels / new competing fuels / gas to gas competition / switching possibilities
- Adjustment of P_o to reflect changed shares
- Adjustment of rent sharing / marketing incentive implicit in P_o
- Ceilings and bottoms
- More technical elements: Reference fuels, time lags



Pricing After Groningen

Pricing developed by new contracts and by price reviews based on Groningen concept:

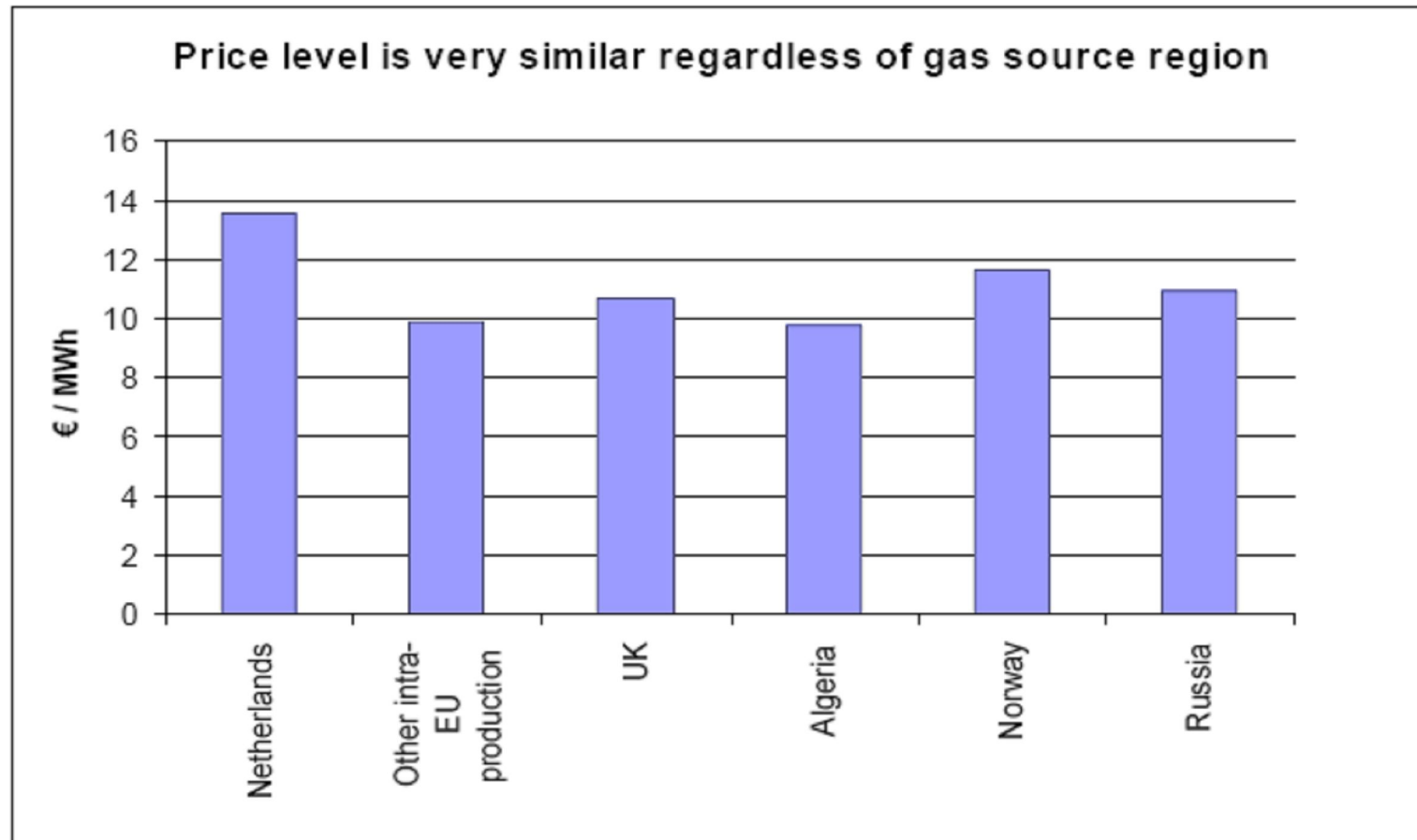
- NL as “trendsetter”, later also Troll
- Heavy fuel oil share decreased, the share of light fuel oil increased (now about 65%)
- Algerian exports partly pegged to crude oil (Algerian crude oil parity campaign early 80s)
- More recent: a small share of coal or electricity indicators, gas-to-gas price indicators.

- Arbitration was seldom invoked

=> comparable price levels and similar pegging



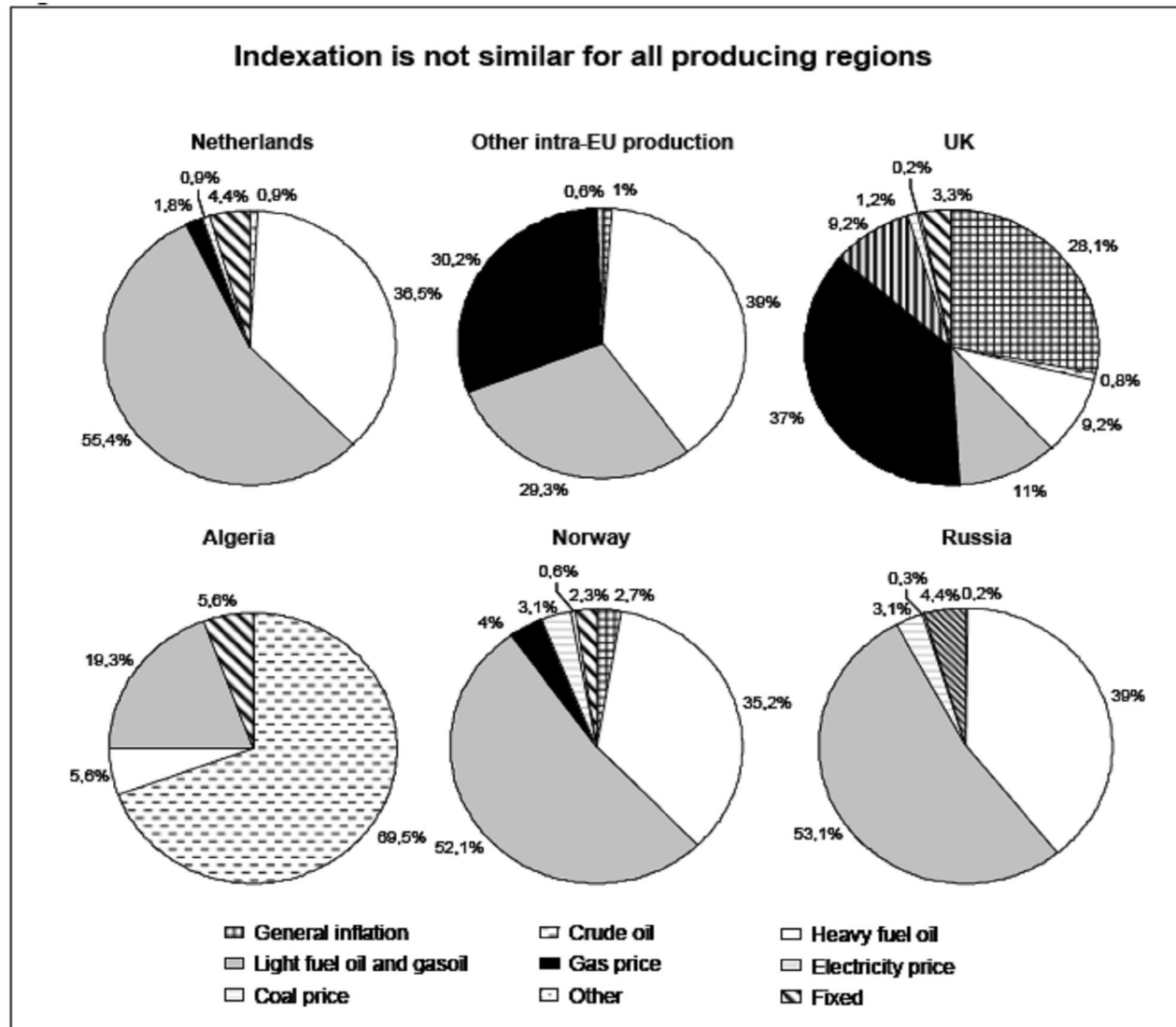
LTC: Price Levels



Source: Energy Sector Inquiry 2005/2006



LTC: Indexation by Producer



Source: Energy Sector Inquiry 2005/2006

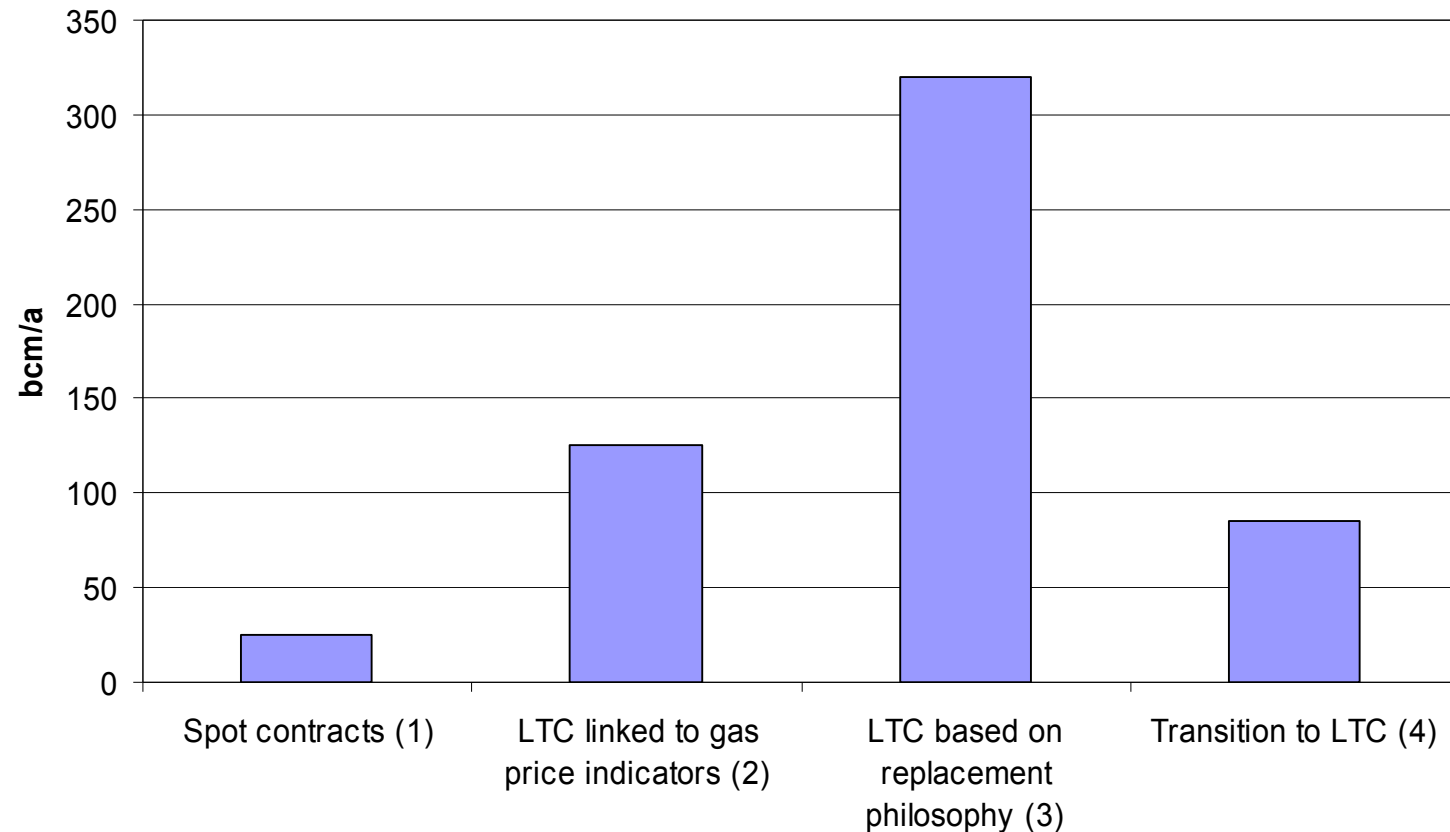




Performance of LTCs so far

- In place since 40 years for pipeline and LNG, duration LTCs in place today: up to three decades
- Predominant share of World gas trade
- Review clause provided flexibility for LTCs to adopt to changes in the market:
 - from fixed price to pegging to heavy fuel oil, to more gas oil, inclusion of coal, power and gas to gas competition
 - Coped with oil price increases in 1973/74, 1979/80 as well as oil price slump in 1985, fall of the Berlin Wall in 1989, major technological developments
- Adopted to a liquid market place like UK (Gasunie – Centrica / Statoil – Centrica)

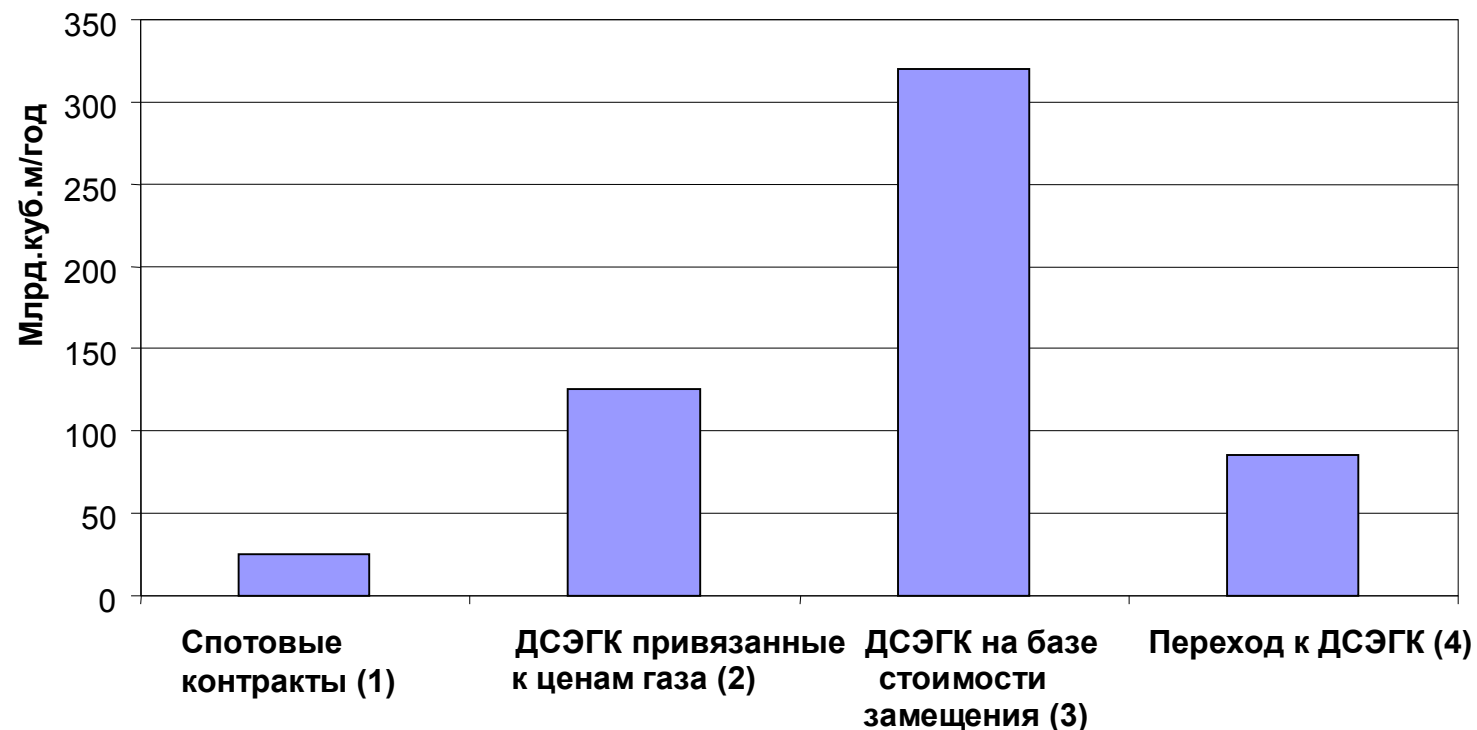
Estimated International Gas Trade (2005): Different Pricing Mechanisms for Main Regions



Source: BP (2006) (1) LNG to USA, UK and other spot LNG; arbitrage on the UK-Belgium Interconnector
(2) Pipeline Canada-USA, pipelines to UK (BBL, Langeled) and new Dutch exports
(3) All imports by Continental Europe (incl. accession countries) less spot LNG under (1)
(4) Trade with FSU now in transition from quasi-barter deals to LTCs, 2004 figures



Международная торговля газом: механизмы ценообразования для разных регионов (2005)



Источник: BP (2006)

- (1) СПГ в США, Вел. и ост. СПГ-спот; арбитраж на трубопр. Interconnector (Вел.-Бельгия)
- (2) Трубопр. Канада-США, трубопр. в Вел. (BVL, Langede) и новый голланд. экспорт
- (3) Весь импорт в континент. Европу (вкл. новые страны ЕС) минус соотв. СПГ-спот в (1)
- (4) Экспорт в СНГ – переход к ДСЭГК от квази-бартера, по данным за 2004



Ormen Lange: A Project without LTC

- Ormen Lange – the first upstream gas export project (field + pipeline) w/out LTC:
 - Feasibility study – initially with LTC (internal motivation of investors)
 - No LTC due to political and commercial considerations
- Aimed at UK Market:
 - NBP price (more volatile) vs. LTC price (more stable), but
 - For UK: Price at NBP prevails anyhow
 - UK: Most liberal & liquid market, but totally different from Continental Europe
- Self-contracting
 - Each company of consortia responsible for marketing its own share of gas produced
- Low breakeven price of the project (BEPP)
 - Result of technological & managerial improvements
 - Big gap between NBP & breakeven price diminishes risks & secures from/compensates for lack of LTC



Наиболее сложный вопрос...

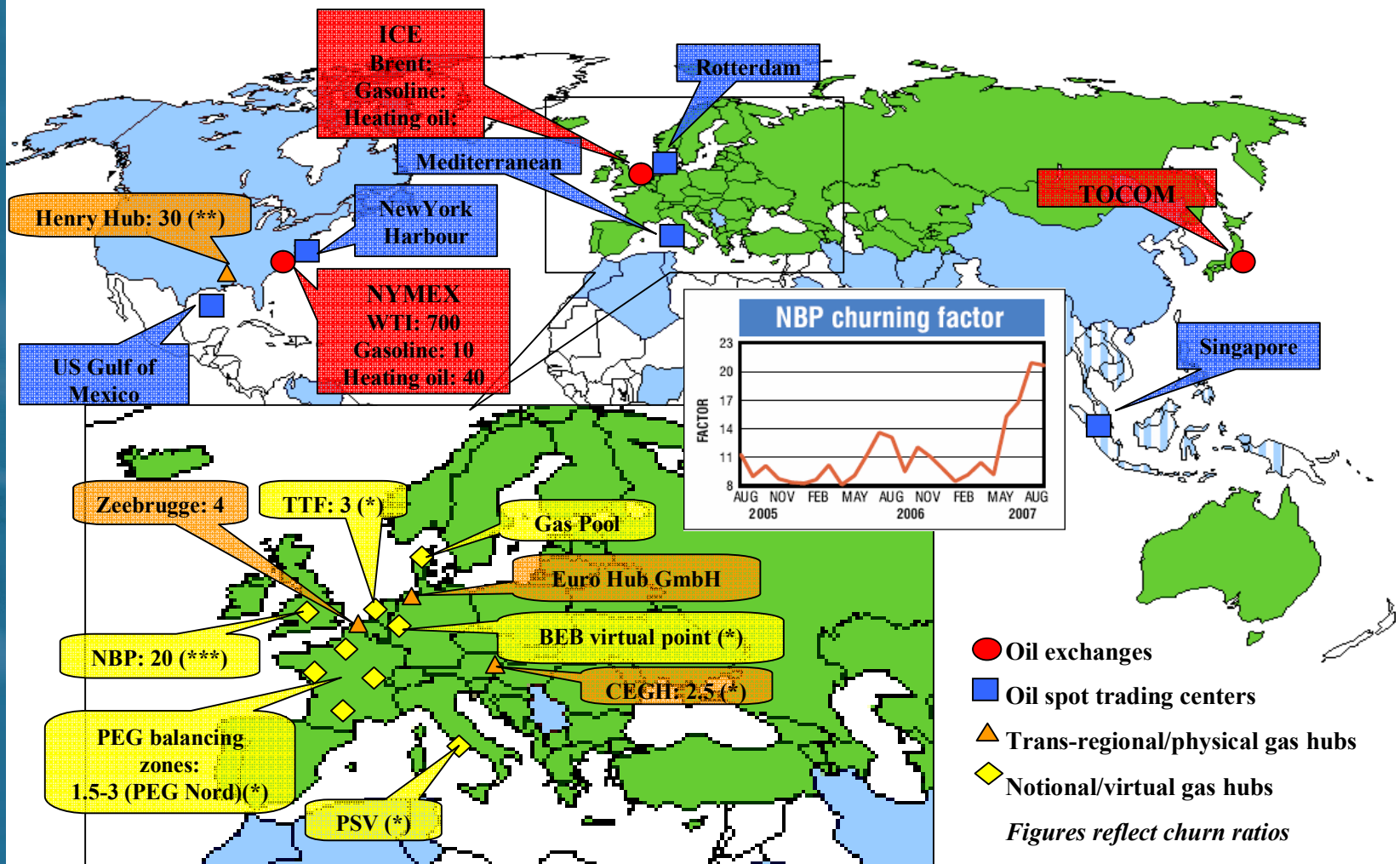
- ...связан с трудностями и рисками перехода от системы поставок газа с несколькими сильными участниками к системе одной или нескольких высоколиквидных рыночных площадок с большим числом игроков
- Представитель одной из газодобывающих компаний во время сессии Промышленной Консультационной Группы Энергетической Хартии: «Производители заинтересованы в поставке своего газа либо на рынок с высокой ликвидностью, либо на рынок с низкой ликвидностью, но сильными участниками, и они знают как это делать; но трудно поставлять газ на рынки с низкой ликвидностью и слабыми участниками»
(«Цена энергии», СЭХ, 2007, с.191)
 - «Инвестиции в инфраструктурные и крупные добывающие проекты очень тяжело обосновать схемами продаж на рынки, находящиеся в стадии перехода к либерализованной и высоколиквидной модели»
(CERA Special Report "Securing the Future", 2007, p.13)



Putting a Price
on
ENERGY

International
Pricing Mechanisms
for Oil and Gas

Сравнительная ликвидность рынков: нефть (мировой) и газ (Континентальная Европа)



- Oil exchanges
- Oil spot trading centers
- ▲ Trans-regional/physical gas hubs
- ◆ Notional/virtual gas hubs

Figures reflect churn ratios

(*) BEB hub = Bunde (Germany) at German/Dutch border, CEGH = Central European gas hub (Baumgarten, Austria), NBP = Notional Balancing Point (UK hub), PEGs = French hubs (GdF), PSV = Punto di Scambio Virtuale (Italian hub), TTF = Title Transfer Facility (Dutch hub);

(**) 2004 – 2006 average; (***) 3Q-2007; 8-14 during the 2004 – 2006 period



Часть 2

Региональные особенности ценообразование на газ/ Ликвидные рынки: США и Великобритания

Part 2

Regional specificity of pricing mechanisms for gas/ Liquid markets: US and Great Britain



Станет ли газ, как и нефть, (мировым) биржевым товаром?

Станет ли газ, как и нефть, (мировым) биржевым товаром?						
Северная Америка и Великобритания				Континентальная Европа и Япония / Корея		
➤ развитие на базе собственных ресурсов, изначально нет зависимости от импорта				➤ с самого начала высокая зависимость от импорта		
➤ поставки на основе малых и средних газовых месторождений				➤ поставки на основе импорта с гигантских и сверх-гигантских месторождений		
➤ стандартизованное взимание ренты, решения по развитию принимает частный сектор				➤ максимизация ренты странами-экспортёрами, решения о развитии принимают страны-экспортёры		
➤ эластичность спроса благодаря электроэнергетике				➤ ограниченная эластичность спроса		
➤ конкуренция между поставщиками газа, но цены на газ всё ещё следуют ценам на нефть				➤ ценовые формулы привязаны к ценам на нефть		
			<i>Связи</i>			
реструктуризация рынка с 1980-х годов			⇔ модель для реформ	реструктуризация рынка с конца 1990-х годов		
Северная Америка		Великобритания	Торговля СПГ	ЕС (конт. страны)		Япония / Корея
узлы (спотовой торговли) созданы промышленностью, <i>чёрн</i> 100, много участников, потенциал поглощения больших объёмов СПГ	⇔	NBP создана мерами регулирования, <i>чёрн</i> 15-10, много игроков, потенциал поглощения ограниченных объёмов СПГ	нет узлов (спотовой торговли) СПГ, но СПГ передаёт ценовые сигналы ⇔	мало узлов, созданных промышленностью, <i>чёрн</i> <10, мало сильных участников, доминируют долгосрочные контракты	⇔	пока нет узлов (спотовой торговли), несколько сильных участников, доминируют долгосрочные контракты



Политика реформирования рынка газа в США

- Рынок низких цен до 1954 (большие запасы, нехватка мощностей транспортировки)
- Дефицит, вызванный регулированием цен
- Закон о газовой политике (1978) – частичное дерегулирование =>
 - решение проблемы завышенного спроса
 - высокие цены на газ
 - контроль цен между штатами
- Перекрестная субсидизация между старыми поставками, подлежащими регулированию, и новыми контрактами
- Средняя цена на устье скважины растет



Динамика спроса на газ в США в период с 1950 г. (млрд. м³)

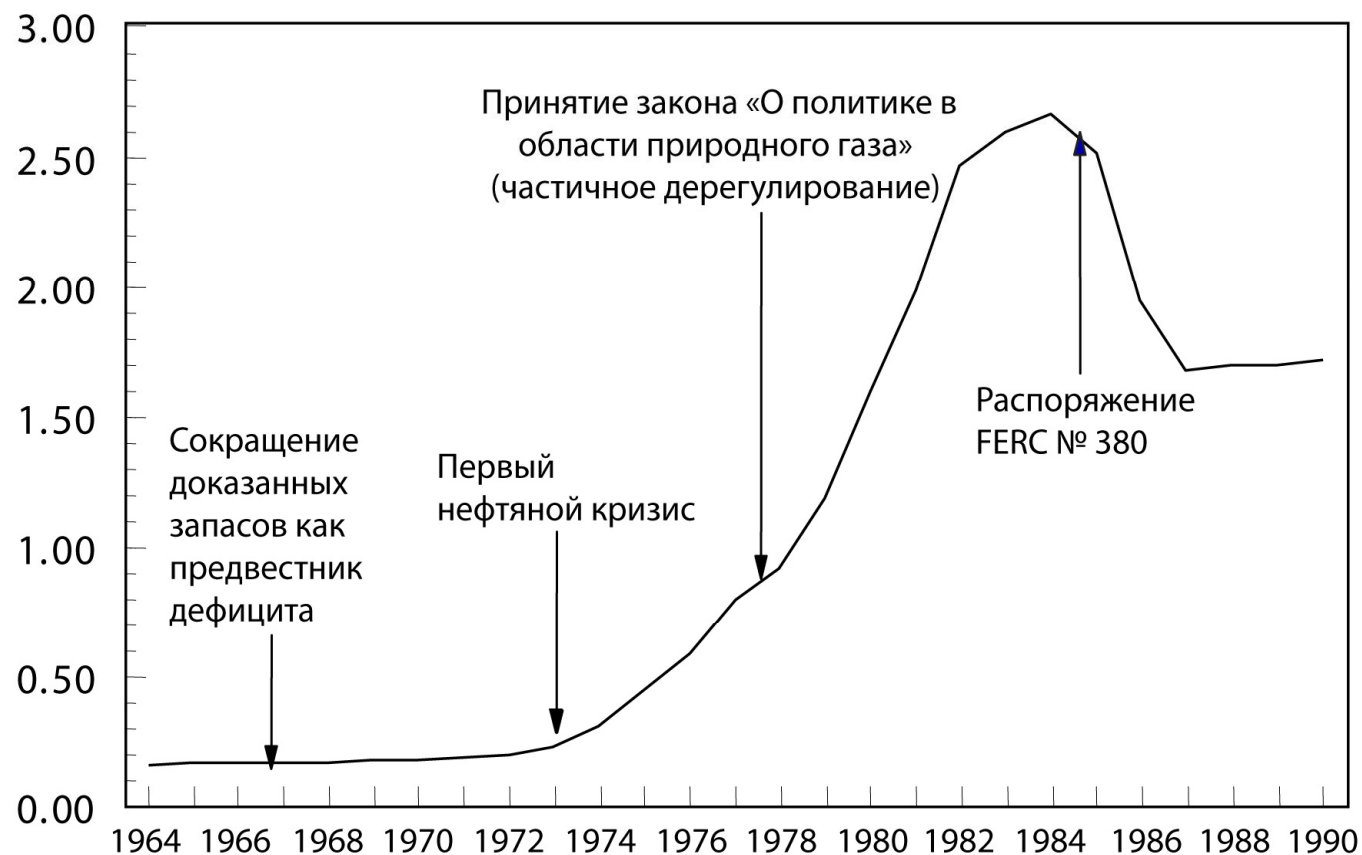


Источник: Jensen Associates



Динамика цен на устье скважины до и после принятия закона «О политике в области природного газа»

долл./млн. куб. футов



Цены на устье скважины —

Источник: Jensen Associates



Цены на газ в Северной Америке

- Низкие цены во время газового пузыря =>
- Нефть – неэффективный конкурент
- Развитие газовой конкуренции
- Представление, что цена нефть не является ориентиром
- НО 'газовый шок' зимы 2000/2001 => цены взлетели
- Электростанции, способные использовать два вида топлива, переходят с газа на топочный мазут
- Непрямая связь между ценами на газ и ценами на нефть была восстановлена
- Недавно избыточные поставки вновь появились => новый разрыв цен на нефть и газ



Динамика цен на газ на Хенри-Хаб



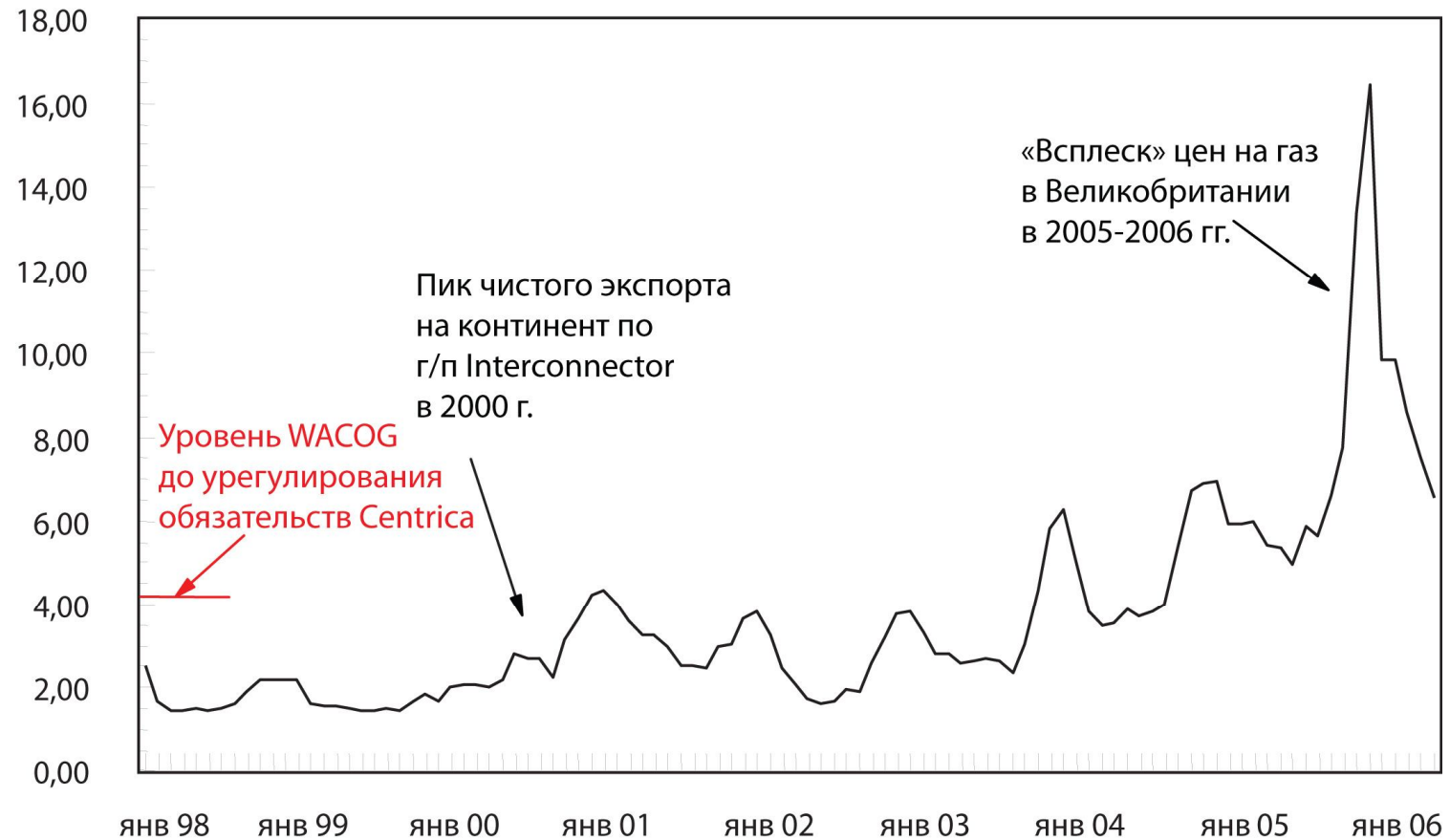
Цены на газ в Великобритании

- Переход газовой промышленности от государственной монополии к конкурентному рынку завершен
- Новый переход от чистого экспортера к чистому импортеру
- Новые импортные поставки газа:
 - смесь традиционных долгосрочных контрактов
 - арбитраж газовых потоков между Великобританией и Континентом
 - поставки СПГ – предмет арбитража с США
- Как спотовый рынок Великобритании будет взаимодействовать с континентальным рынком, зависящим от долгосрочных контрактов?
- Интерконектор => канал для передатчик ценовых сигналов между Великобританией и Континентом
- Сезонные потоки с увеличением поставок в Великобританию зимой



Цены на NBP в Великобритании

долл./млн. БТЕ

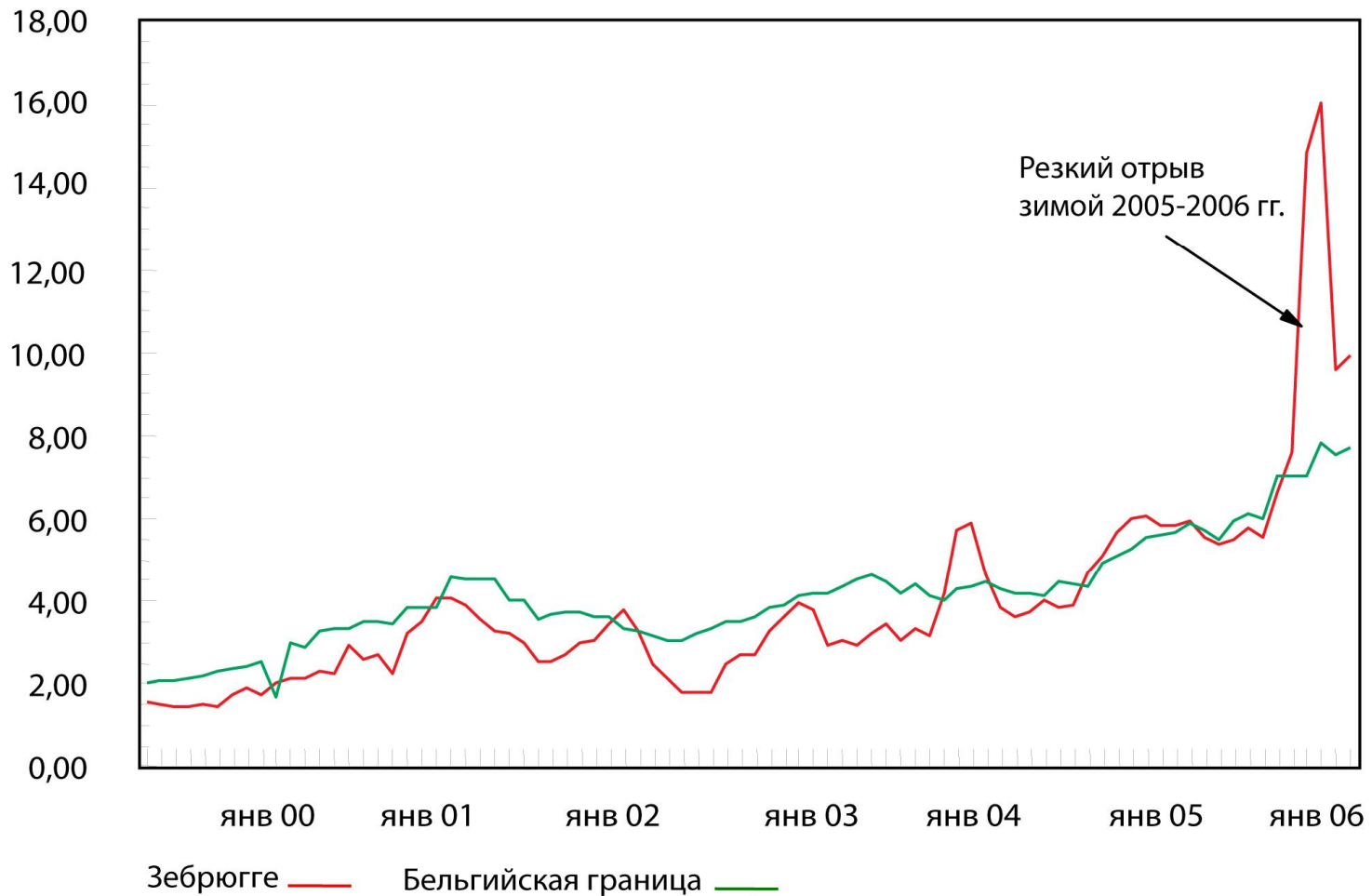


Цены на NBP _____



Сопоставление цен в Зебрюгге и на бельгийской границе

долл./млн. БТЕ



Часть 2 (прод.)

**Поставки
советского/российского газа в
ЕС и на рынки Восточной
Европы и СНГ (в страны
бывшего СССР/СЭВ)**

Part 2 (cont.)

**Deliveries of Soviet/Russian Gas to
the EU, Eastern European and CIS
Markets (Former USSR and
COMECON)**



Советский/российский ДСЭГК – на базе голландской модели

Советские/российские газовые экспортные контракты в страны :

- ЕС (исторически),
- бывшего СЭВ (после распада СССР),
- СНГ (с недавнего времени)

базируются на (или эволюционируют в направлении) *модернизированной* голландской (Гронингенской) концепции долгосрочного экспортного газового контракта (ДСЭГК)



Историческая состоятельность ДСЭГК

Гронингенская концепция ДСЭГК сформулирована в 1962 г. Правительством Нидерландов (Нота де Поуза) => + адаптационный период => советский газовый экспорт в Западную Европу начался в 1968 г. (Австрия) на базе *устоявшейся* концепции ДСЭГК

Контрактная структура поставок советского / российского газа, основанная на голландской (Гронингенской) концепции ДСЭГК, доказала свою состоятельность и надежность в периоды противостояния двух политических систем в Европе во времена холодной войны и в ходе пост-советской трансформации политической карты Европы





ДСЭГК: деполитизированная модель

Гронингенская концепция ДСЭГК: ни одной политической проблемы с начала 1960-х гг. в связи с регулярными пересмотрами уровня и формулы цены в рамках ДСЭГК – ни с голландским (*), ни с советским/российским экспортом газа (деполитизированные вопросы исключительно коммерческих переговоров)

Российско-украинский (2005/06) и российско-белорусский (2006/07) газовые споры – результат объективно болезненного перехода от политически-детерминируемого и субсидируемого к рыночно-ориентированному ценообразованию и контрактной структуре экспорта, построенной на Гронингенской концепции ДСЭГК; во многом искусственная политизация коммерческих вопросов (пример: прокурорское расследование в Италии причин недопоставок газа зимой 2005/06)

(*) кроме одного случая в 1980/81 гг. («Спиеренбургский раунд»)

Советская/российская модель ДСЭГК

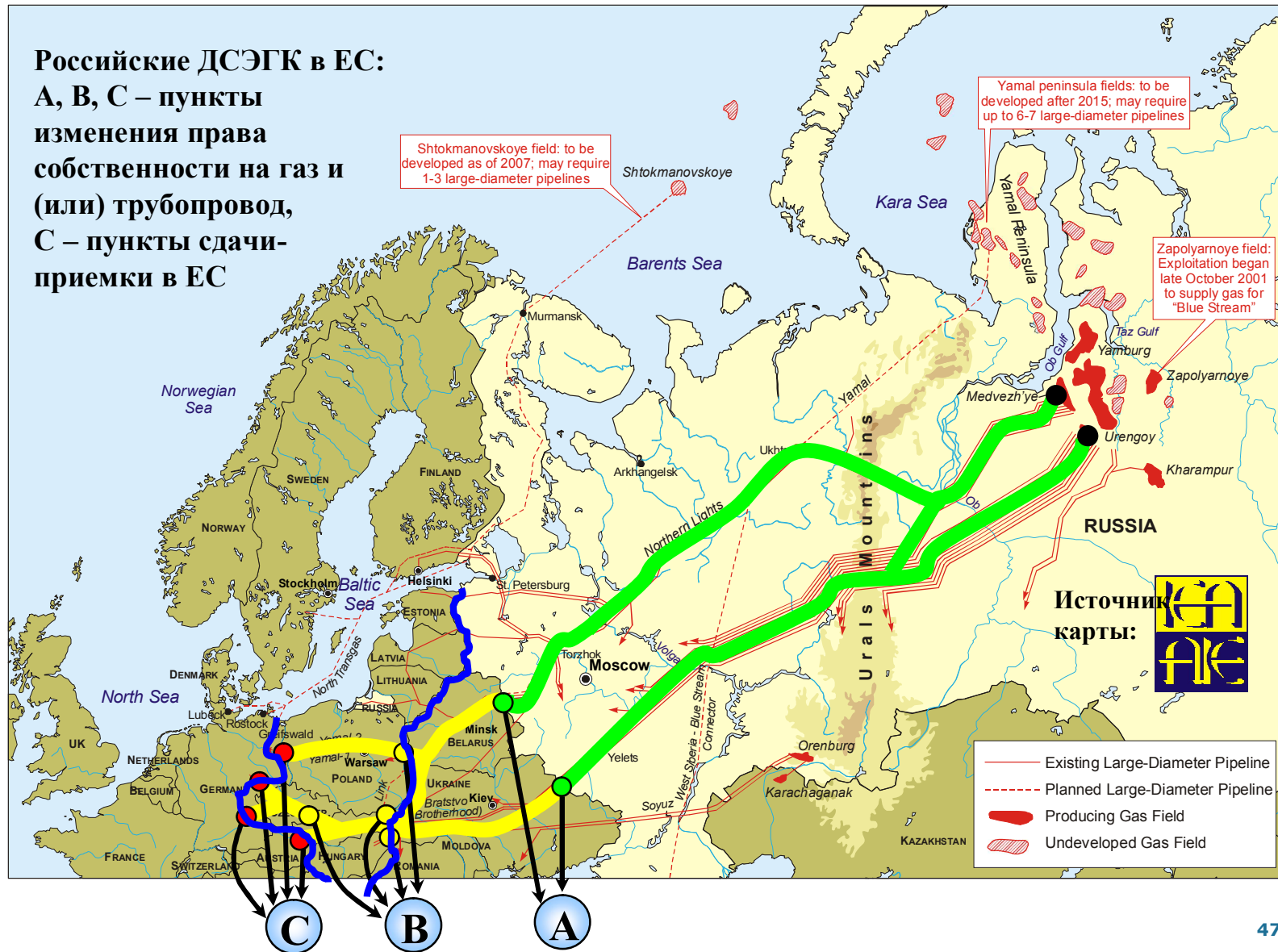
- **Долгосрочные контракты «бери и/или плати»**
 - основа финансирования крупномасштабных проектов по добыче и дальнему транспорту газа; необходимость обеспечить долговременные и устойчивые потоки доходов от продажи газа для возврата заемных финансовых ресурсов; долговое (проектное) финансирование - до 80-90%
- **Пункты сдачи-приемки газа на границе ЕС-15**
 - продажа на границе ЕС-15 = распределение зон ответственности поставщиков/покупателей газа за обеспечение надежности поставок в рамках производственно-сбытовой цепи; изначально обусловлено политическим разделом Европы; один пункт сдачи/приемки на границе ЕС обслуживал несколько конечных потребителей «внутри» ЕС
- **Ценообразование: стоимость замещения на рынке конечного потребителя в стране ЕС минус стоимость транспортировки до него от пунктов сдачи-приемки**
 - возможность наличия российского газа в разными уровнями контрактных экспортных цен в одном пункте сдачи/приемки
- **Контрактные оговорки о пунктах конечного назначения**
 - защита от ценового арбитража; инструмент снижения ценовых рисков и повышения надежности возврата заемных средств
- **Возрастающее значение транзита и связанных с ним рисков**
 - много-векторный транзит в рамках расширяющейся географии и усложняющейся структуры поставок; по сравнению с другими поставщиками газа в Европу, особенно после распада СССР



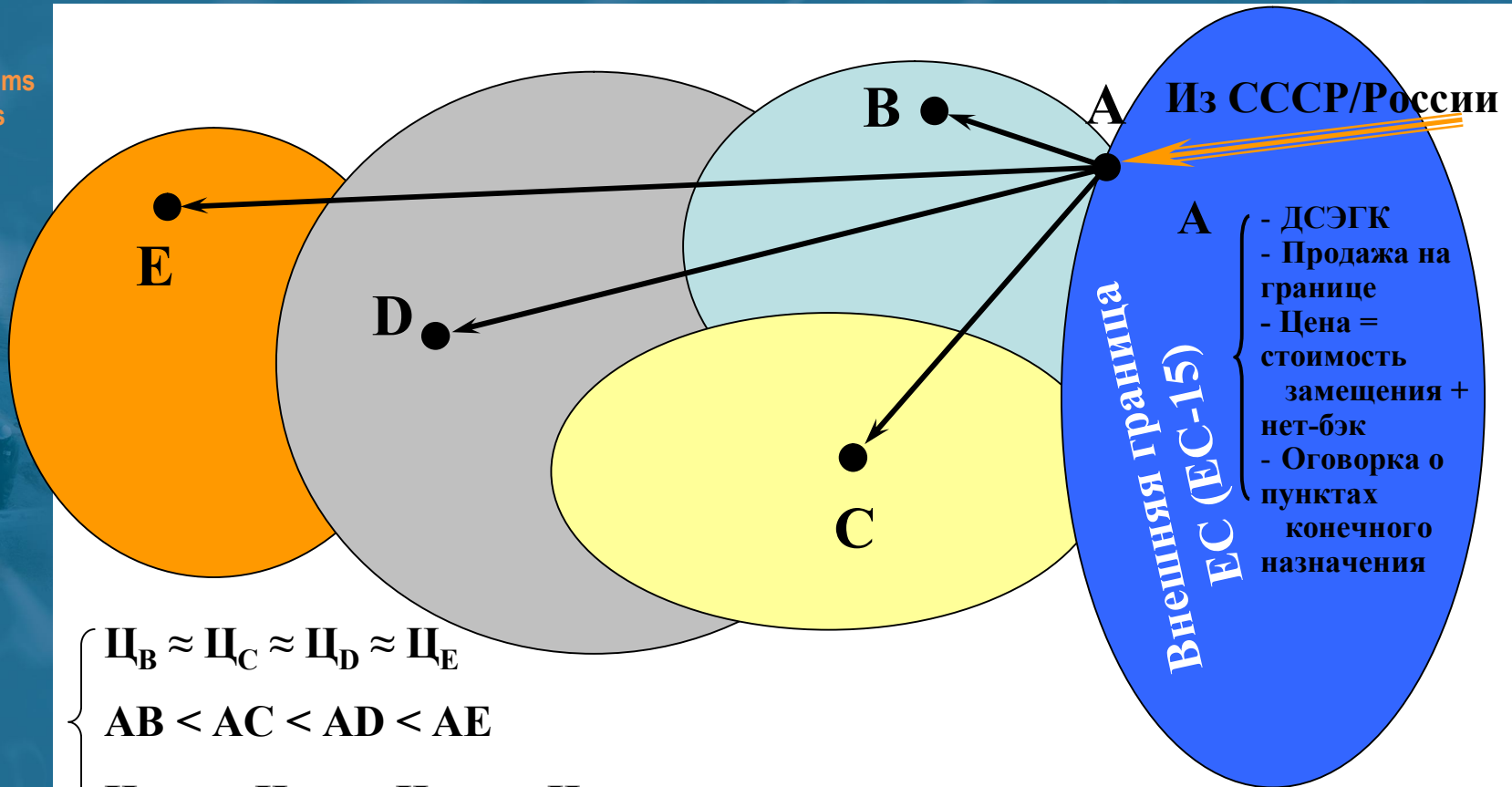
ЭКСПОРТ РОССИЙСКОГО ГАЗА В ЕВРОПУ: ПРОДАЖИ НА ГРАНИЦЕ И ТРАНЗИТНАЯ КОМПОНЕНТА

Российские ДСЭГК в ЕС:

А, В, С – пункты
изменения права
собственности на газ и
(или) трубопровод,
С – пункты сдачи-
приемки в ЕС



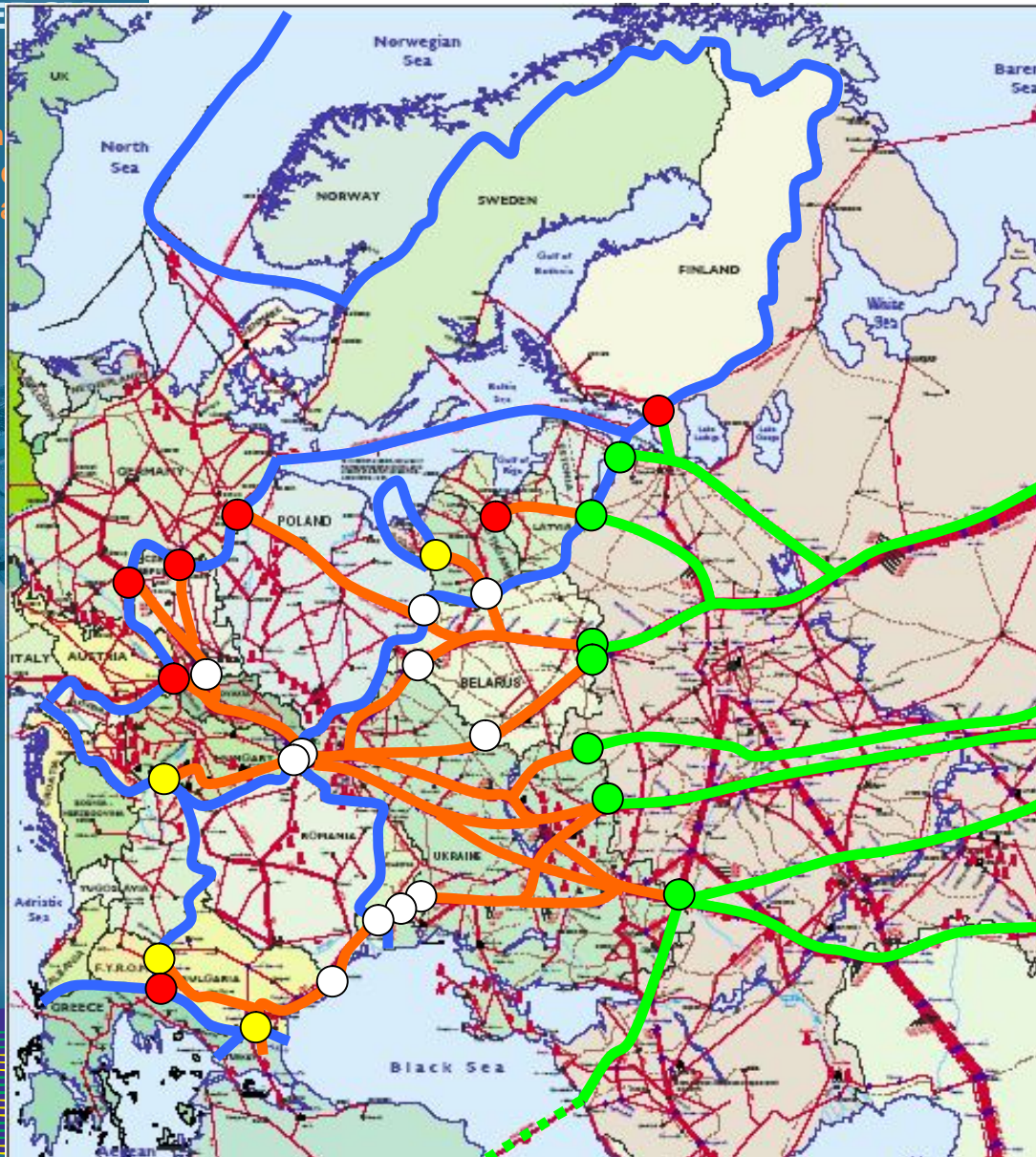
ОГОВОРКИ О ПУНКТАХ КОНЕЧНОГО НАЗНАЧЕНИЯ: экономическое обоснование



Оговорки о пунктах конечного назначения разрешают поставщику газа продавать газ различным покупателям по различным ценам и на различных условиях в одном и том же пункте сдачи-приемки, чтобы обеспечить его конкурентоспособность на рынках конечного потребления



Экспорт российского газа в/через ЕС (после 01.01.2007) – и зоны новых рисков



- Газопроводы внутри России
- Газопроводы за пределами России
- EC – 15 ▶ EC – 25 ▶ EC - 27

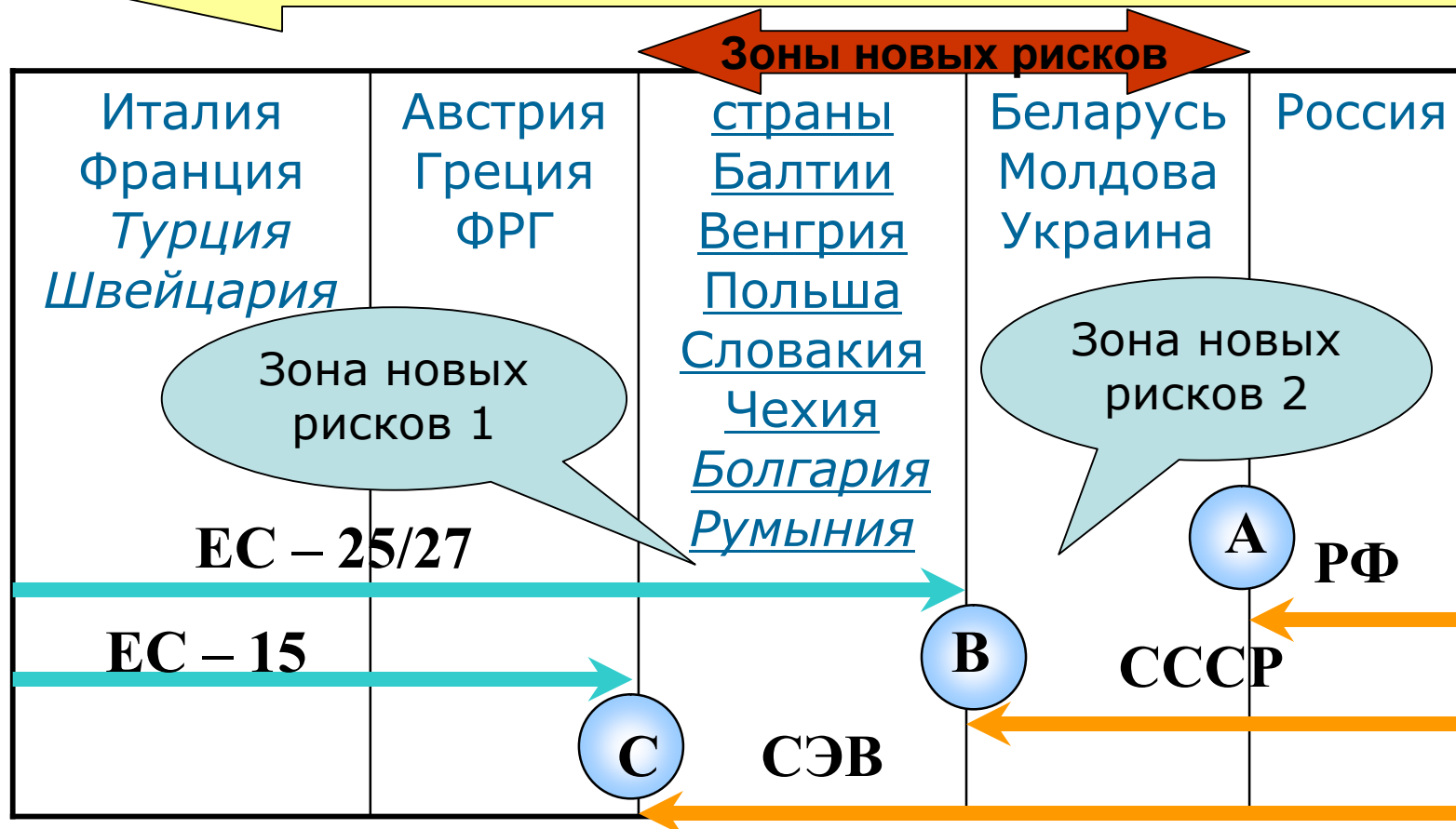
- Российские ДСЭГК в/через ЕС:
- A
 - B
 - C
 - D
- A, B, C – пункты смены права собственности на трубу и/или газ в трубе;
C – пункты сдачи/приемки в ЕС;
D – пункты сдачи/приемки через ЕС как ОРЭИ

После распада СССР / СЭВ появились новые риски в зоне ответственности российской стороны (до пунктов сдачи / приемки росс. газа вкл.)

Источник карты: CGES

ЭКСПОРТ РОССИЙСКОГО ГАЗА В ЕВРОПУ: ИЗМЕНЕНИЯ ПОСЛЕ РАСПАДА СССР (зоны новых рисков для действующих поставок)

Направление поставок российского газа в Европу



Страны, не входящие в ЕС - *курсив*;

Новые государства ЕС: присоединившиеся с 01.05.2004 - подчеркнуто,

с 01.01.2007 – курсив и подчеркнуто;

А, В, С – пункты изменения права собственности на российский газ и/или трубопровод на пути в Европу



НОВЫЕ РИСКИ НА ПОСТ-СОВЕТСКОМ ПРОСТРАНСТВЕ - ПОСЛЕ 1991

- Новые риски для поставок газа из России в ЕС на пространстве бывших СССР и СЭВ =
 - Результат и долгосрочные экономические последствия распада СССР/СЭВ
 - Отражают объективные долгосрочные экономические проблемы (мягкого !) перехода от политически-детерминированного ценообразования и обязательств по экспортным/транзитным поставкам в рамках единой политической системы СССР/СЭВ к рыночно-ориентированному ценообразованию и обязательствам по экспортным и транзитным поставкам между суверенными государствами и их коммерческими структурами





Поставки газа на пост-советском пространстве: до распада СССР

- Дотационное экспортное ценообразование и цены :
 - Номинальные (расчетные) экспортные цены
 - Передача ренты Хотеллинга от страны-производителя стране-потребителю
 - Часть ресурсной ренты передается в распоряжение страны-импортера в обмен на его политическую лояльность/уступки/преференции стране-экспортеру
 - Распределение природных ресурсов СССР (которые сегодня в основном – ресурсы России) между республиками СССР и странами СЭВ
- Бартерные и квази-бартерные сделки
- Газотранспортная система – не транзитная система
- Нет транзита внутри СССР
- Экспортные и транзитные поставки внутри СЭВ контрактно не разделены

Поставки газа на пост-советском пространстве: **после** распада СССР

- Длительный и болезненный переход к :
 - Контрактному разделению транзитных и экспортных поставок
 - Формированию внутреннего законодательства стран о транспортировке и транзите
 - От бартера – к денежным формам расчетов
 - От политического и дотационного – к рыночному ценообразованию и ценам:
 - Методология формирования транзитных тарифов
 - Рыночное ценообразование и рыночные цены при экспорте газа

Energy Charter role:
draft Transit Protocol + gas/transit-related activities: e.g. Transit tariffs study (Jan'06), Pricing study (March'07), etc.

«Газовые проблемы» на постсоветском пространстве = результат и долгосрочные экономические последствия распада СССР/СЭВ (объективные проблемы переходного периода)



УКРАИНА/БЕЛАРУСЬ: ЭКСПОРТ И ТРАНЗИТ РОССИЙСКОГО ГАЗА **ДО 4 ЯНВАРЯ / 30 ДЕКАБРЯ 2006 Г.**

- Экспорт и транзит контрактно не разделены
- Квази-бартерные сделки
- Номинальные экспортные цены и транзитные тарифы - для сведения баланса газа в Украине / Беларуси
- Экспортное ценообразование:
 - «кост-плюс» - на базе кривой предельных издержек для России (до 2005 г. цена внутри России – «кост-минус»),
- Кому достается ресурсная рента:
 - рента Рикардо – стране-производителю / экспортеру (России),
 - рента (часть ренты) Хотеллинга – стране-потребителю / импортеру (Украине / Беларуси) => ст.18 ДЭХ





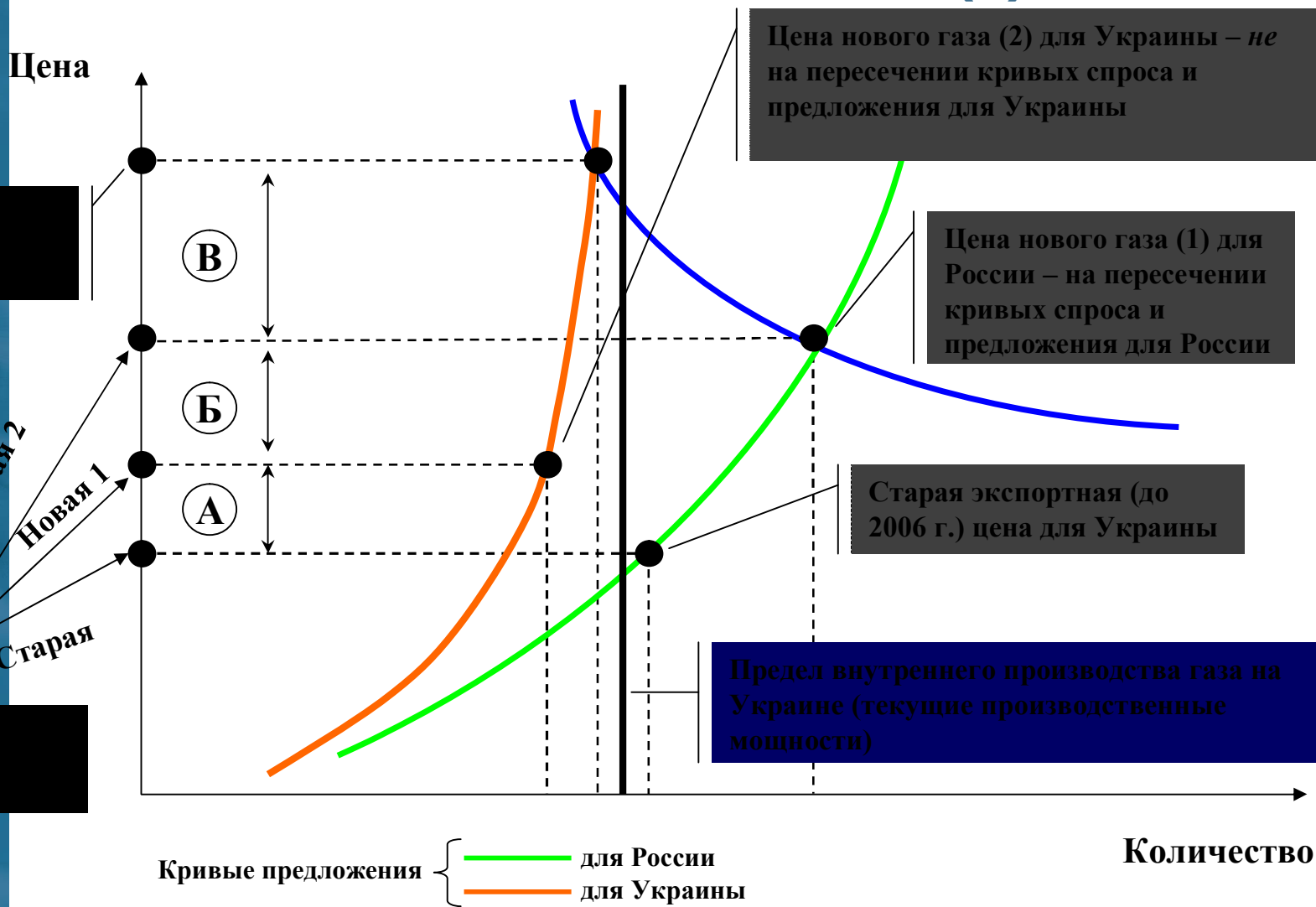
УКРАИНА: ЭКСПОРТ И ТРАНЗИТ РОССИЙСКОГО ГАЗА ПОСЛЕ 4 ЯНВАРЯ 2006 Г.

- Транзит и экспорт контрактно разделены
- Оплата денежными средствами
- Экспортная цена = средняя по смеси из двух источников - России и Средней Азии
- Экспортное ценообразование:
 - Российского газа – **обратным** счетом (методом нет-бэк) от кривой **спроса**: стоимость замещения газа на рынке ЕС минус стоимость транспортировки до российско-украинской границы
 - Среднеазиатского газа – **прямым** счетом от кривой **предложения**: переговорная цена на внешней границе страны-экспортера Средней Азии (выше уровня предельных издержек) плюс издержки транспортировки до российско-украинской границы
- Кому достается ресурсная рента:
 - Российский газ: рента Рикардо и рента Хотеллинга - стране-производителю
 - Среднеазиатский газ:
 - Рента Рикардо: стране-производителю/экспортеру
 - Рента Хотеллинга: распределяется между страной производителем/экспортером и Украиной => ст.18 ДЭХ

Putting a Price on ENERGY

International Pricing Mechanisms for Oil and Gas

ЦЕНООБРАЗОВАНИЕ В РОССИЙСКО-УКРАИНСКИХ ГАЗОВЫХ ОТНОШЕНИЯХ ЧЕРЕЗ ПРИЗМУ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ТЕОРИИ (1)



ЦЕНООБРАЗОВАНИЕ В РОССИЙСКО-УКРАИНСКИХ ГАЗОВЫХ ОТНОШЕНИЯХ ЧЕРЕЗ ПРИЗМУ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ТЕОРИИ (2)

“Политическая” экспортная цена для Украины =

- **Старая** – текущая внутренняя российская цена плюс стоимость транспортировки до российско-украинской границы
(*российская экспортная субсидия Украине = $A+B+V$*)
- **Новая 1** – приравненная к цене замещения газа или цене производства («затраты плюс») замещающих энергоресурсов, исходя исключительно из возможностей их производства на внутреннем рынке Украины
(*российская экспортная субсидия Украине = $B+V$*)
- **Новая 2** – приравненная к внутренней российской цене нового российского газа
(*российская экспортная субсидия Украине = V*)

“Экономическая” экспортная цена для Украины =

цена замещения газа на внутреннем рынке ЕС (рассчитанная по контрактным «формулам привязки») приведенная (методом «нэт-бэк») к пунктам сдачи-приемки на российско-украинской границе;

Основание: *избыточный импортный спрос на российский газ на рынке ЕС*



БЕЛАРУСЬ: ЭКСПОРТ И ТРАНЗИТ РОССИЙСКОГО ГАЗА ПОСЛЕ 30 ДЕКАБРЯ 2006 Г.

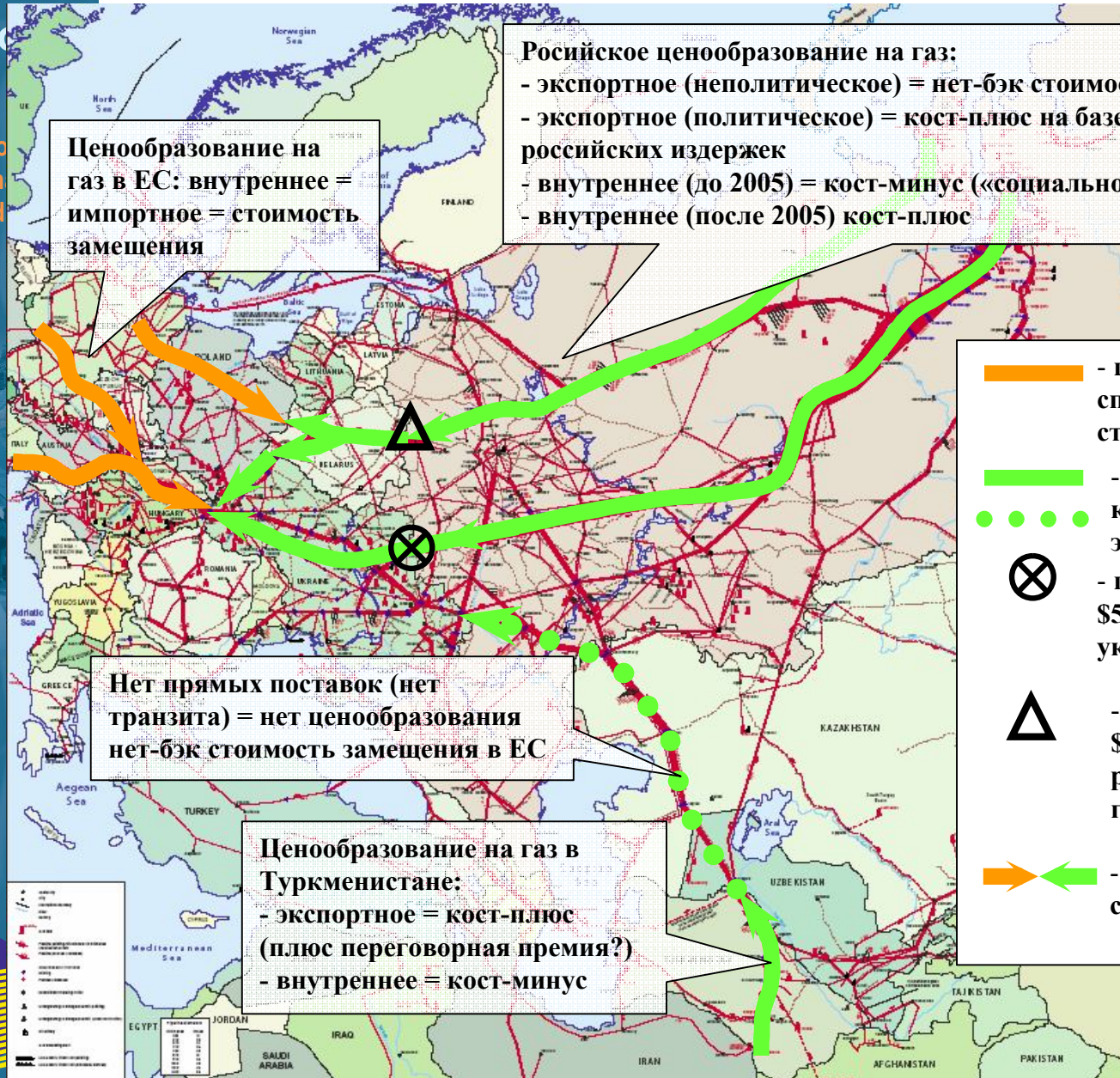
- Транзит и экспорт контрактно разделены
- Оплата денежными средствами
- Экспортное ценообразование: обратным счетом (методом «нет-бэк») от кривой спроса => стоимость замещения газа на рынке ЕС минус стоимость транспортировки до российско-белорусской границы (рыночная цена)
- Экспортная цена: рассчитывается как увеличивающаяся (по сравнению с сегодняшним заниженным ее уровнем) процентная доля от рыночной цены с целью достижения уровня рыночной цены в 2011 г., параллельно динамике внутренних российских цен на газ для промышленных потребителей
- Кому достается ресурсная рента:
 - Рента Рикардо – стране-производителю (России)
 - Рента Хотеллинга – до 2011 г. распределяется между страной-производителем/экспортером (Россией) и импортером (Беларусью); после 2011 г. – стране-производителю/экспортеру (Россия) => ст. 18 ДЭХ



Российский газовый экспорт в Европу: «дрейф на восток» точки встречи двух систем ценообразования (1)

Putting a Price on ENERGY

International Pricing Mechanism for Oil and Gas



Ценообразование на газ в ЕС: внутреннее = импортное = стоимость замещения

Российское ценообразование на газ:
 - экспортное (неполитическое) = нет-бэк стоимость замещения в ЕС
 - экспортное (политическое) = кост-плюс на базе предельных российских издержек
 - внутреннее (до 2005) = кост-минус («социальное»)
 - внутреннее (после 2005) кост-плюс

Нет прямых поставок (нет транзита) = нет ценообразования
 нет-бэк стоимость замещения в ЕС

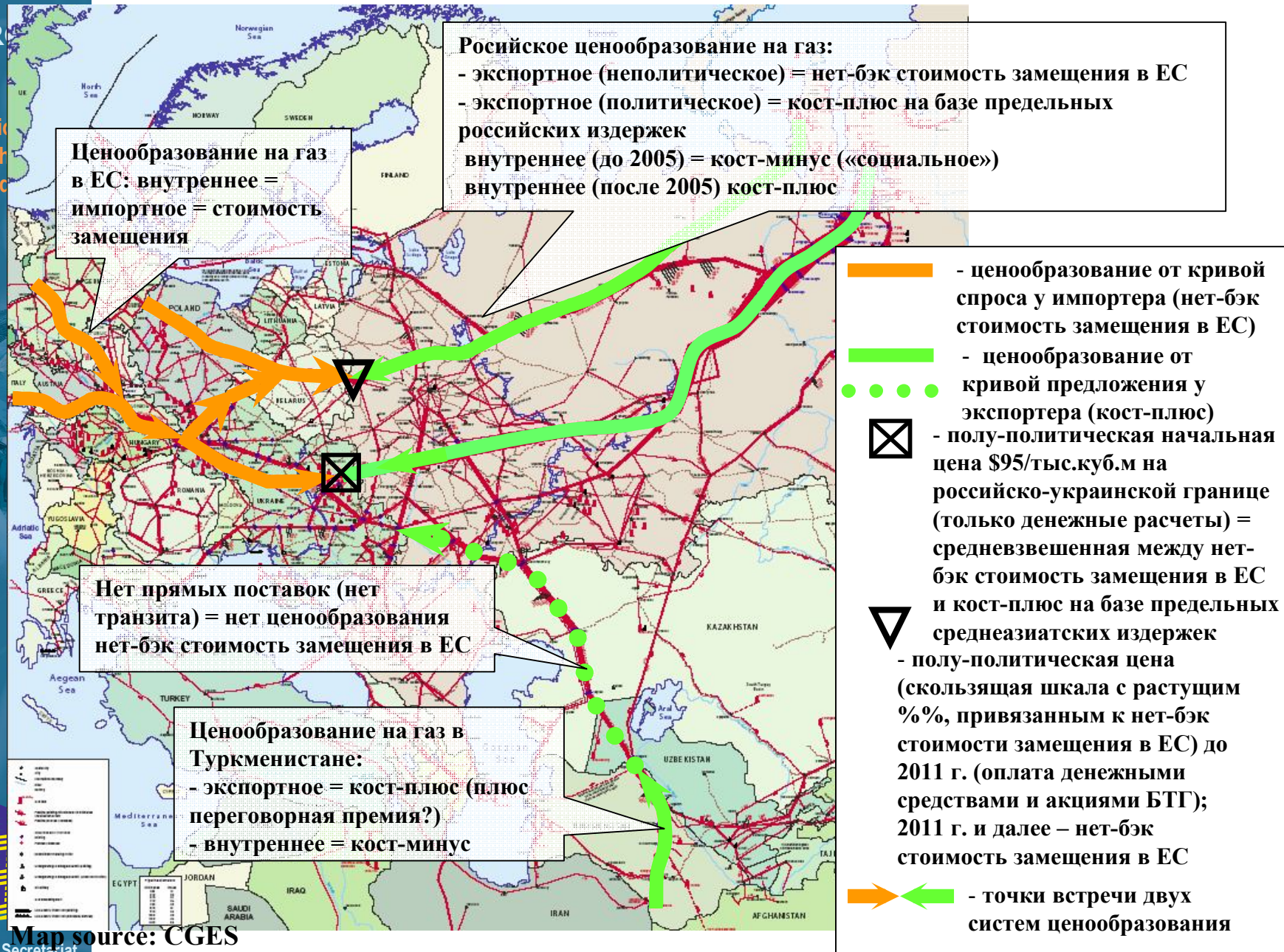
Ценообразование на газ в Туркменистане:
 - экспортное = кост-плюс (плюс переговорная премия?)
 - внутреннее = кост-минус

- - ценообразование от кривой спроса у импортера (нет-бэк стоимость замещения в ЕС)
- - ценообразование от кривой предложения у экспортера (кост-плюс)
- ⊗ - политическая цена \$50/тыс.куб.м на российско-украинской границе (бартер)
- △ - политическая цена \$47/тыс.куб.м на российско-белорусской границе (бартер)
- ↔ - точки встречи двух систем ценообразования

Российский газовый экспорт в Европу: «дрейф на восток» точки встречи двух систем ценообразования (2)

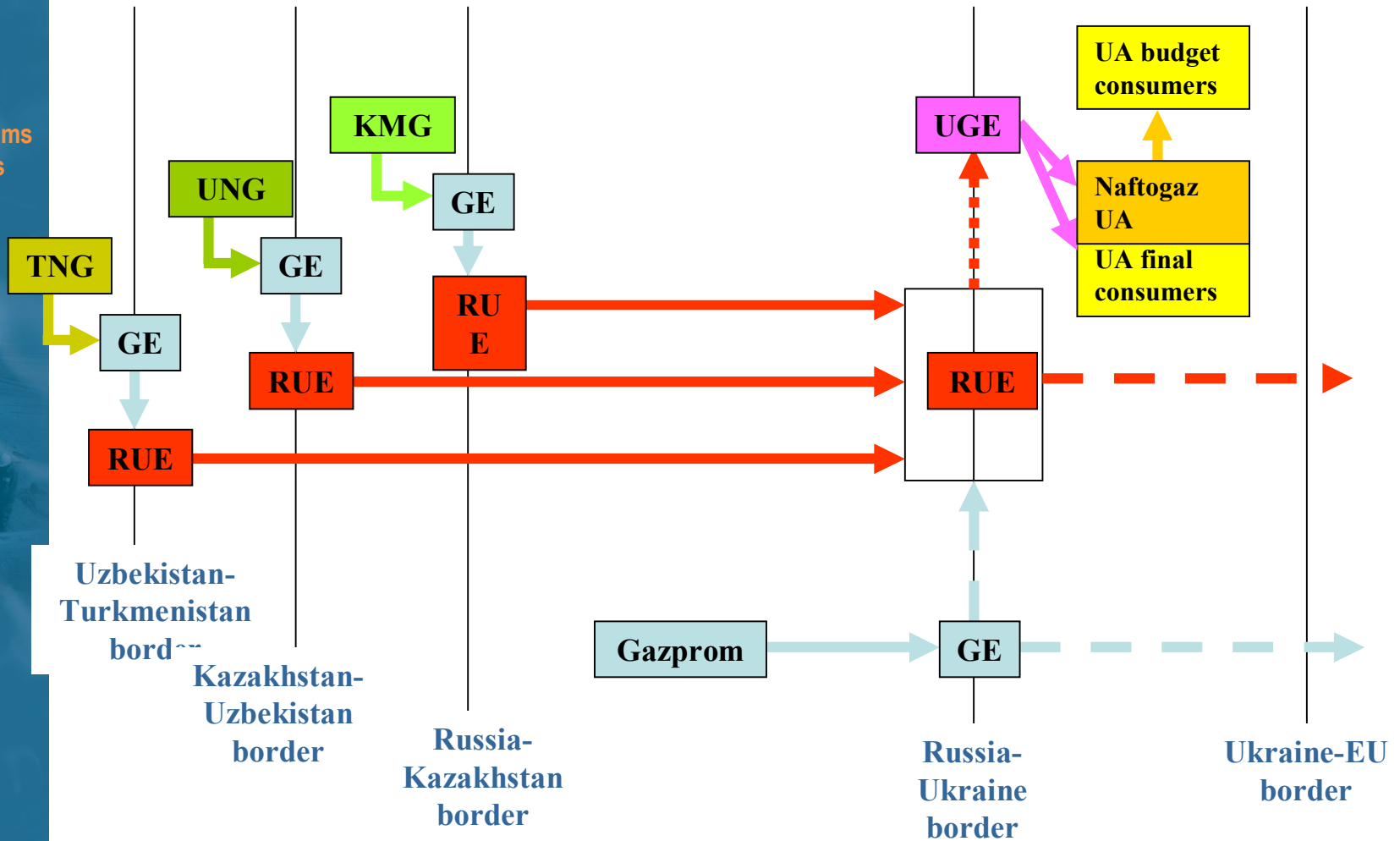
Putting a Price on ENER

International Pricing Mechanism for Oil and Gas



Map source: CGES

Organisation of Russia-Ukraine Gas Trade After 4 January 2006: the Role of Intermediaries



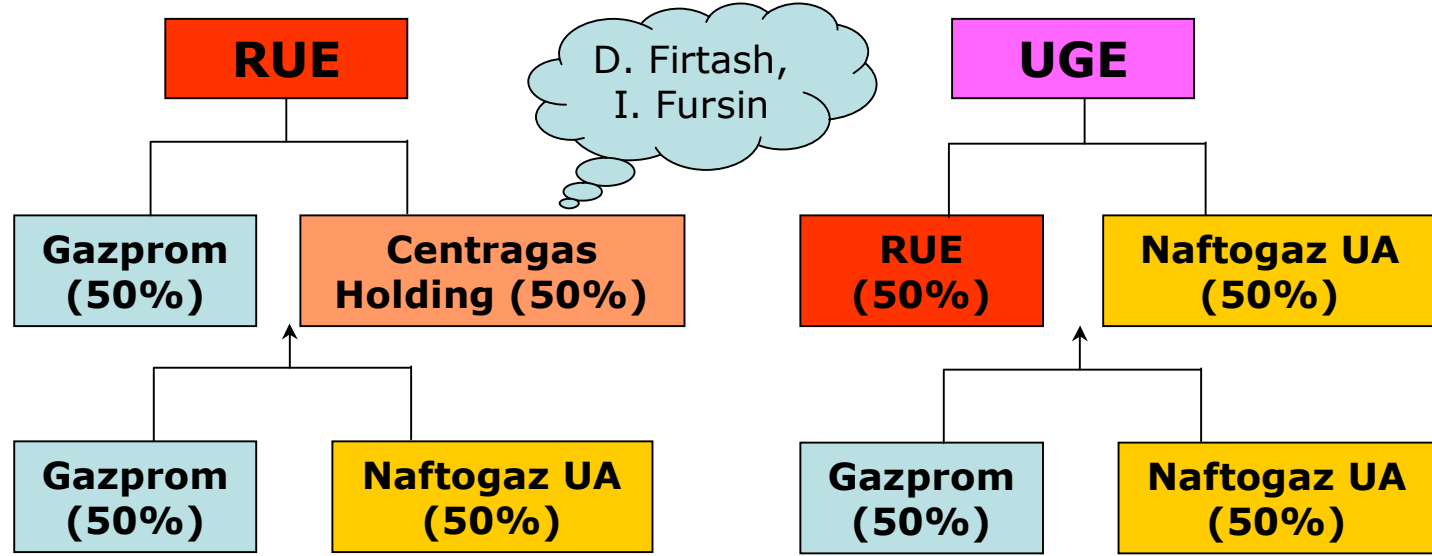
- Cost-plus (net forward) pricing
- Net-back replacement value pricing
- Weighted average price based on two formulas' calculations



February 2008: How/Which/Whether Intermediaries in Russia-Ukraine Gas Trade Were Abolished

Pre-February 2008:

Post-February 2008:

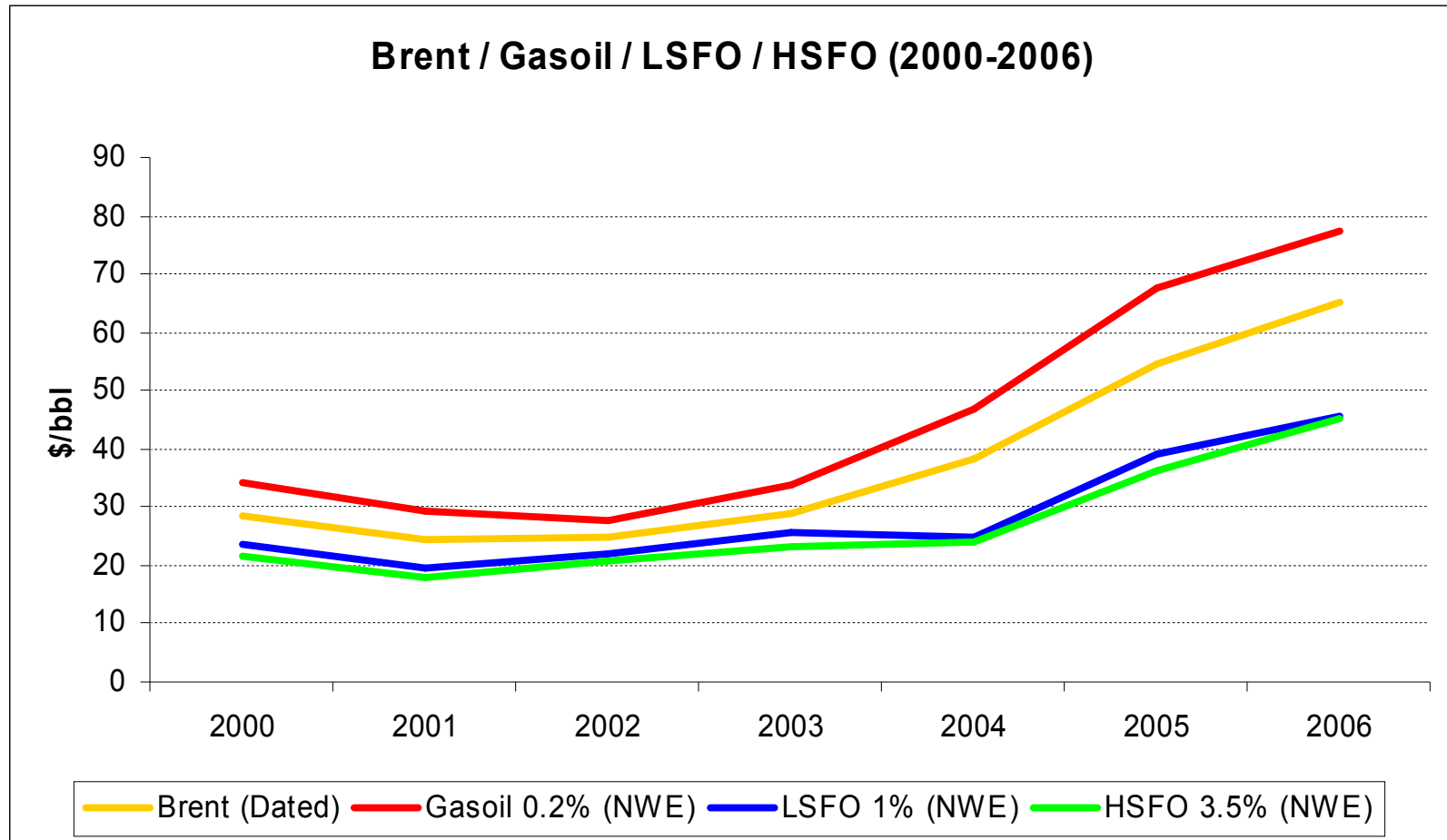


RUE =
gas supply to UA of Russian and Central Asian gas received from GE & Gasprom based on mixing the gas & pricing principles in order to provide soft transition for UA to EU-based pricing (inevitable future result of UA intention to enter the EU)

UGE =
marketing of gas received from RUE within the domestic UA market (UGE = institutional form of "destination clause"; prevents from re-export of cheap import gas)



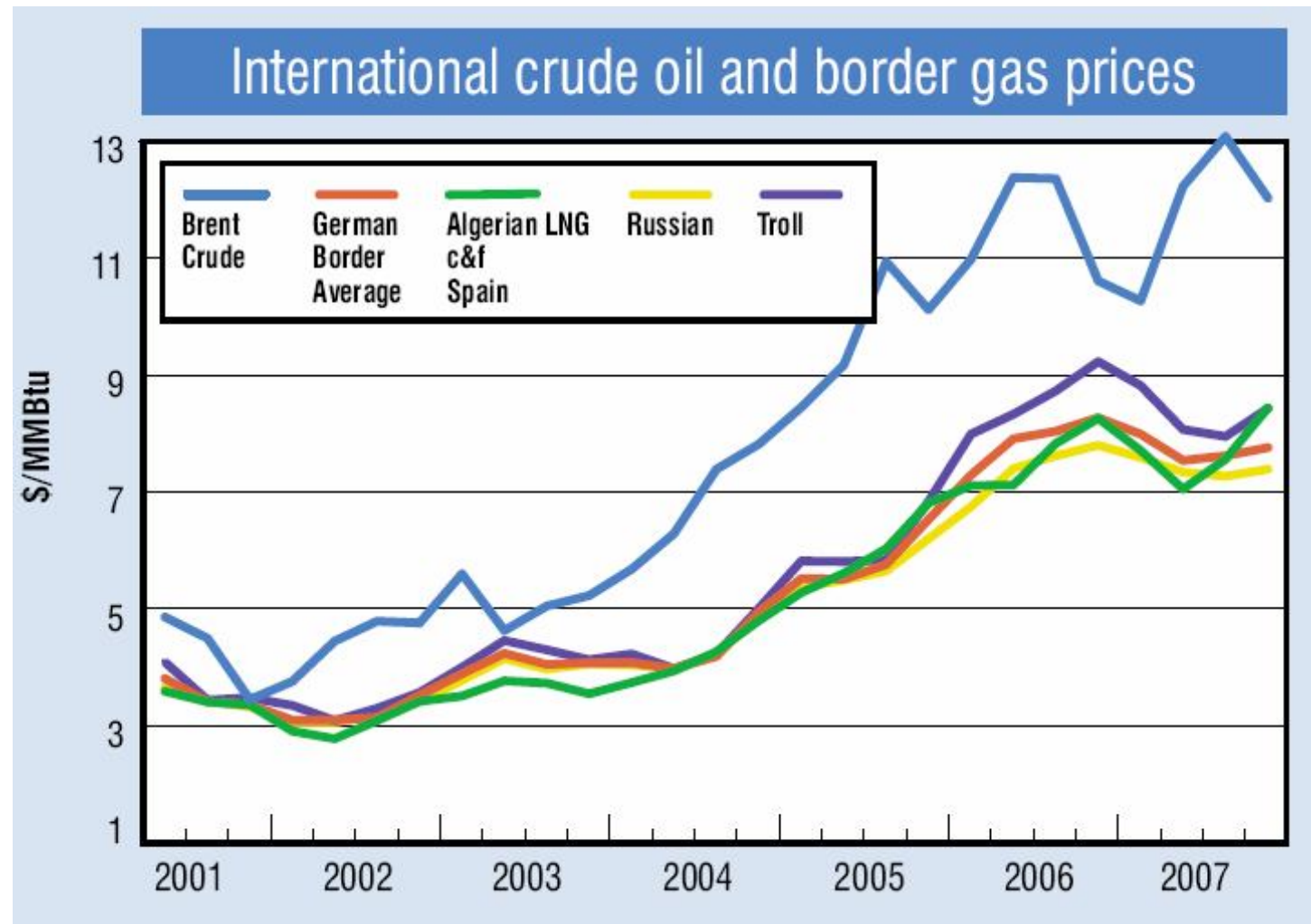
ЦЕНЫ НА НЕФТЕПРОДУКТЫ НА РЫНКЕ РОТТЕРДАМА



Source: IEA



ЗАПАДНО-ЕВРОПЕЙСКИЕ ЦЕНЫ НА НЕФТЬ И ГАЗ

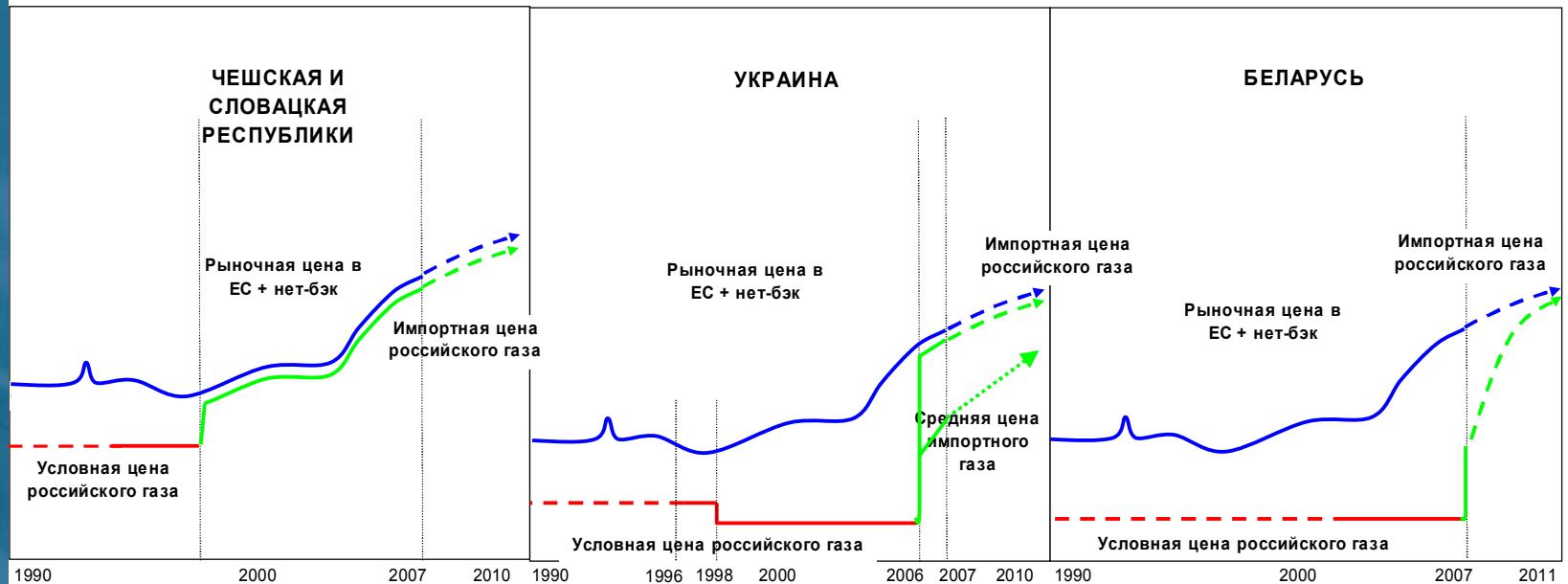


GAS MATTERS – SEPTEMBER 2007



ЦЕНЫ И ЦЕНООБРАЗОВАНИЕ НА РОССИЙСКИЙ ГАЗ ДЛЯ ЕС И СТРАН ПО ТРАССЕ ЭКСПОРТНОГО ТРУБОПРОВОДА

ЦЕНА РОССИЙСКОГО ГАЗА ДЛЯ ВОСТОЧНОЙ ЕВРОПЫ И СНГ

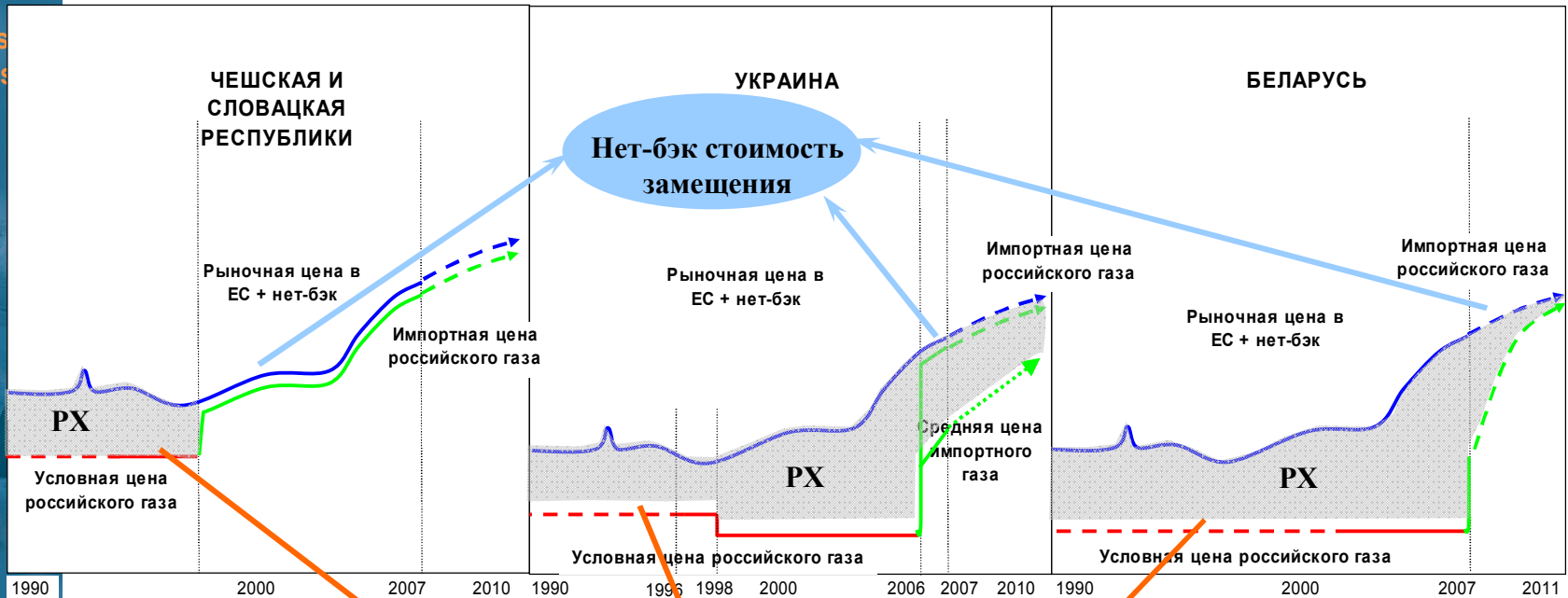


- Прим.: 1- Показатели представлены исключительно в иллюстративных целях и, таким образом, отражают примерно текущие уровни и изменения цен
 2- График "Рыночная цена нет-бэк в ЕС" построен по данным публикации МЭА "World Energy Outlook 2006"
 3- Динамика цен после 2007 - исключительно иллюстративна.
 4- Цены для Украины и Беларуси, по информации открытых источников, в последние годы:
 Украина - цена российского газа: 230 \$/млн.м3 (2006) ; Средняя цена газа (для смеси российского/среднеазиатского газа): 95 and 135 \$/млн.м3 (2006 и 2007, соотв.)
 Беларусь - цена российского газа : 100 \$/млн.м3 (2007). Цена достигнет рыночного уровня к 2011 в соотв. со след. установленными шагами (67, 80, 90 и 100% с 2008 по 2011)
 5- Условная цена российского газа - для определения объемов газа в качестве компенсации за транзитные услуги.
 Украина: 80 \$/млн.м3 до 1998; 50 \$/млн.м3 с 1998 по 2006



ЦЕНЫ И ЦЕНООБРАЗОВАНИЕ НА РОССИЙСКИЙ ГАЗ ДЛЯ ЕС И СТРАН ПО ТРАССЕ ЭКСПОРТНОГО ТРУБОПРОВОДА – И РЕНТА ХОТЕЛЛИНГА

ЦЕНА РОССИЙСКОГО ГАЗА ДЛЯ ВОСТОЧНОЙ ЕВРОПЫ И СНГ



- Прим.: 1- Показатели представлены исключительно в иллюстративных целях и, таким образом, отражают примерно текущие уровни и изменения цен
 2- График "Рыночная цена нет-бэк в ЕС" построен по данным публикации МЭА "World Energy Outlook 2006"
 3- Динамика цен после 2007 - исключительно иллюстративна.
 4- Цены для Украины и Беларуси, по информации открытых источников, в последние годы:
 Украина - цена российского газа: 230 \$/млн.м3 (2006) ; Средняя цена газа (для смеси российского/среднеазиатского газа): 95 and 135 \$/млн.м3 (2006 и 2007, соотв.)
 Беларусь - цена российского газа : 100 \$/млн.м3 (2007). Цена достигнет рыночного уровня к 2011 в соотв. со след. установленными шагами (67, 80, 90 и 100% с 2008 по 2011)
 5- Условная цена российского газа - для определения объемов газа в качестве компенсации за транзитные услуги.
 Украина: 80 \$/млн.м3 до 1998; 50 \$/млн.м3 с 1998 по 2006

PX Рента Хотеллинга (PX) или часть ее, передаваемая от страны-экспортера стране-импортеру

Издержки-плюс ?

Источник: «Цена энергии: Международные механизмы формирования на нефть и газ», СЭХ, 2007, с.194



Россия и страны бывшего СЭВ/СССР: различная «болезненность» перехода к рыночным ценам для импортеров

	Чехия и Словакия	Украина	Беларусь
Внутренние и внешние стимулы переходить на рыночные цены и ценообразование	(Нет?) / Да (вступление в ЕС)	Нет / Нет	Нет / Нет
Разрыв между рыночными и политическими ценами: размер (\$/ткм) и динамика накануне перехода	10- (1998); сокращение	15 (1998), 160 (2005); увеличение	25 (1998), 170+ (2006); увеличение
Сравнительная экономическая и политическая значимость	Невысокая	Высокая	Наивысшая (Союзное государство с Россией)



Выводы (1)

- Российский газовый экспорт базируется на голландской (Гронингенской) концепции ДСЭГК и доказал свою надежность в течение 40 лет
- Ценообразование/цена на газ в континентальной Европе: стоимость замещения газа на рынке страны импортера нет-бэк до пунктов сдачи-приемки + регулярный пересмотр цен в ДСЭГК; регулярная практика с начала 1960-х гг.
- Экспортное ценообразование/цены при поставках в страны бывшего СССР/СЭВ: постепенный переход к системе ДСЭГК и к рыночному ценообразованию/ценам от политического ценообразования/цен, опирающихся на издержки



Выводы (2)

- Для смягчения перехода к рыночному ценообразованию / ценам в экспортных поставках, для некоторых стран (Украина, Беларусь) применяются различные переходные механизмы – в соответствии с динамикой цен на газ для промышленных потребителей на внутреннем российском рынке
- Ценообразование на российский газ по всем экспортным направлениям трансформируется на базе единого подхода: стоимость замещения в ЕС нет-бэк к пункту сдачи-приемки (заявленная цель Газпрома: одинаковые финансовые результаты от операций на всех его экспортных рынках)
 - Практические последствия для экспортных поставок в не-ЕС-овских направлениях?





Выводы исследования по ценообразованию на нефть и газ

Main Results of Pricing Study



Main Results of Pricing Study

Oil:

Liquid markets are **not** necessarily competitive markets

Gas is unlikely to follow oil soon:

Lower energy density means higher specific costs for transport and storage
=> Hindrance to a global market and to liquid market places

Major factors for gas pricing mechanisms:

- Resource rent optimisation by resource owning country
- Import dependence => **Limited regulatory reach**
- High specificity of pipelines, tying partner for a long time together

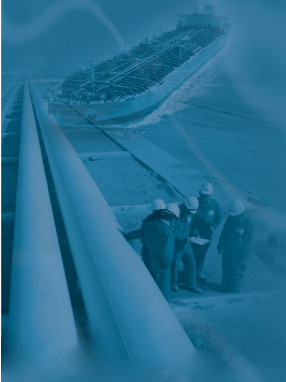
Long Term (Import) Contracts:

- concept for **international** gas trade developed by the Netherlands in 1962
 - Predominant part of international gas trade
 - Increasingly replaces annual compensation deals in FSU countries
- LTCs able to adopt to changes, e.g. reduction in fuel oil pegging
- LTCs a reality of international trade which can only be changed by consensus

LNG:

- Bulk still under long term contracts (for financing)
- Now flexibility for opportunity driven changes
- Serves as price transmitter (of high prices so far), **but** no market place





Часть 3

ТРАНЗИТНЫЕ ТАРИФЫ И ДОСТУП К ТРУБОПРОВОДАМ

Part 3

TRANSIT TARIFFS & ACCESS TO PIPELINES

Putting a Price
on
ENERGY

International
Pricing Mechanisms
for Oil and Gas



ТРАНЗИТНЫЕ ТАРИФЫ НА ГАЗ

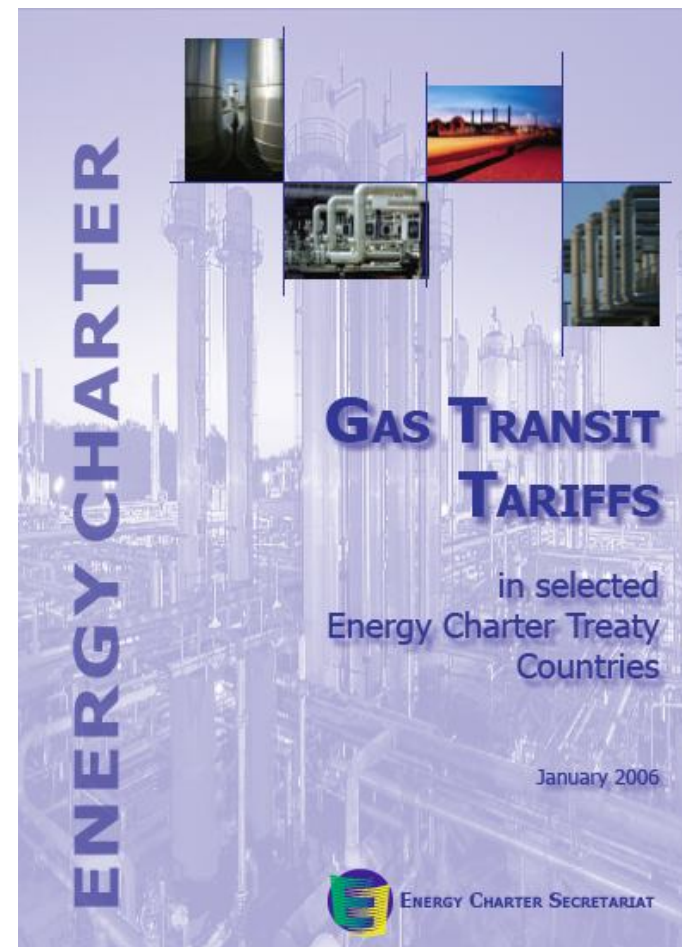
GAS TRANSIT TARIFFS



Putting a Price
on
ENERGY

International
Pricing Mechanisms
for Oil and Gas

Исследование Энергетической Хартии по транзитным тарифам на газ



Книга может быть бесплатно загружена с сайта:
www.encharter.org



Energy Charter Secretariat

Estimated Transit Flows

Estimated transit vs. domestic supply volumes, 2003 (bcm)

	Domestic Supplies	Transit	
Ukraine	68	115	All Russian gas to non-FSU, except those deliveries via Poland and Belarus
Slovakia	7	88	All Austrian and Czech transit plus Russia to Austria and the Czech Republic
Czech Republic	9	40	Reported Gazprom transit contract and transit volumes of VNG and Wintershall/Wingas
Belarus	16	30	All Russian gas to Poland and partly to Germany plus part of gas towards Ukraine
Germany	86	28	All Norwegian gas to Italy Austria and Czech Republic, Dutch gas to Italy, Belgium gas to Italy, Russian gas to France and Switzerland.
Belgium	16	28	All Dutch gas to France , some Norwegian gas to Italy and Spain and UK gas to France and Germany
Austria	9	27	Russian gas to Croatia, France, Germany, Hungary, Italy, Netherlands, Slovenia and Switzerland minus gas through Czech Republic and Poland
Poland	13	20	Part of Russian gas to Germany and the Netherlands
Tunisia	3*	21	All Algerian gas to Italy
Romania	18	17	All Russian gas to Bulgaria, Greece and Turkey
Switzerland	3	15	All Belgian, Dutch and Norwegian gas to Italy
Bulgaria	3	14	All Russian gas to Greece and partly to Turkey
Morocco	2*	9	All Algerian gas to Portugal and Spain
France	44	3	All Norwegian gas to Spain
Spain	24	2	All Algerian gas to Portugal
Total:	319	457	

* 2002 figures



Types of Transit Systems

- Pipeline crossing sovereign territory and carrying transit gas without any connection to the gas supply system of the transit country.
Examples: Moldova, lines Algeria/Morocco
- Transit pipeline owned by a separate entity, predominantly used for gas transit, but also used to supply gas of the same origin to the transit country.
Examples: most Russian transit pipelines, plus TAG, WAG, MEGAL, TENP
- Transit pipeline system integrated into the domestic supply system and owned and operated by the main national transmission operator, where the transit gas flow can still be traced
Examples: Ukraine, Belgium
- Systems where transit volumes commingle with a highly meshed national grid
Examples: UK, Germany and France

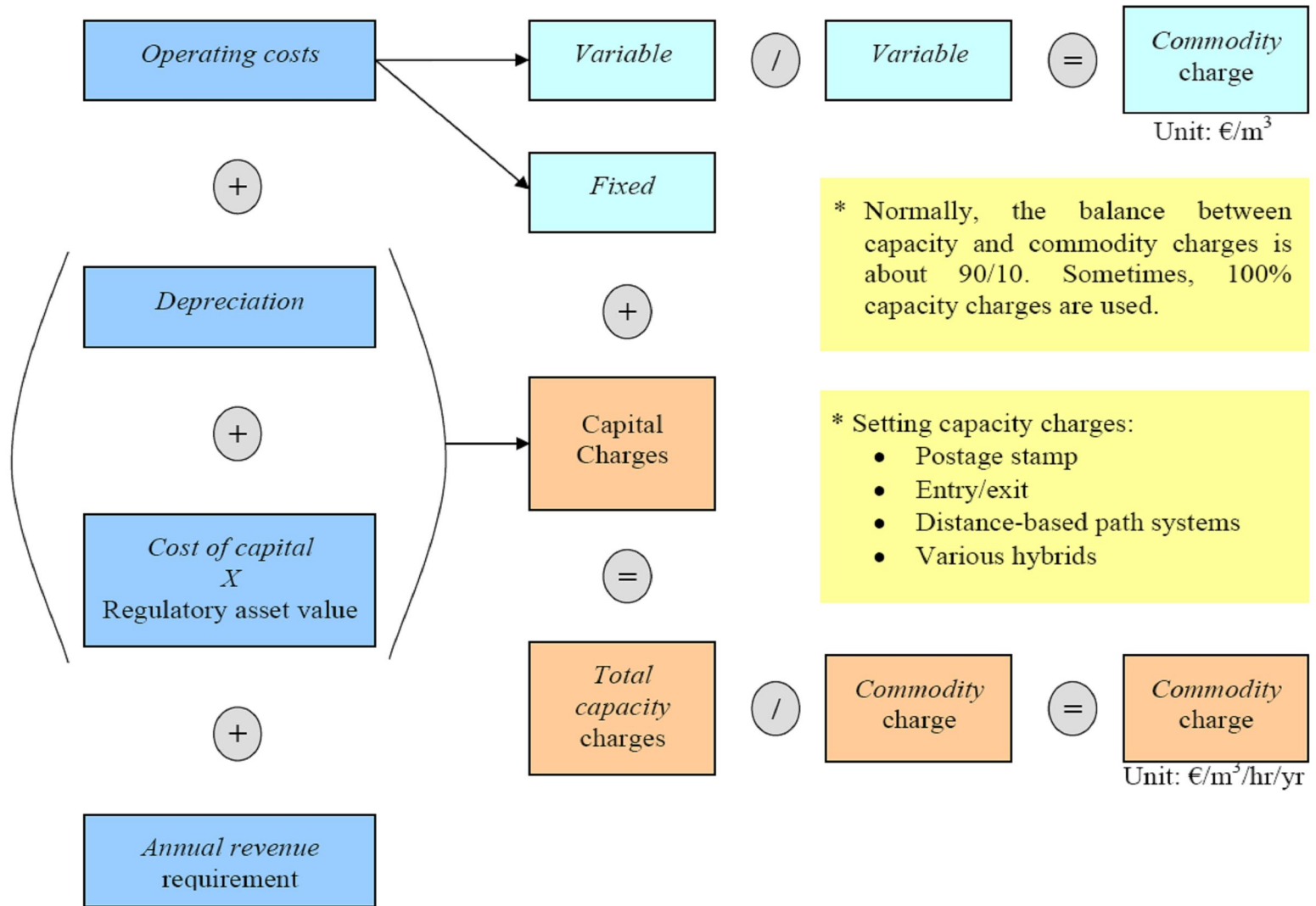


Gas Transport Tariffs Design

- Determination of total revenue requirement
 - Asset base
 - Depreciation
 - Rate of Return (RoR)
- Allocation of costs among users
- Types of methodologies for allocation



Basic Elements of Gas Tariff Design



Regulated Asset Value

Alternative methods:

- a. the actual real investment cost in the case of a new facility operated separately from any other system;
- b. the book value of the system as it appears in the accounts of the TSO;
- c. the replacement value of the system;
- d. the replacement value depreciated for a notional period; and
- e. the value placed on the system when privatised or otherwise sold.



Types of Tariff Methodologies

- **Time allocation:**

- ▶ Capacity
- ▶ Volume

- **Spatial allocation:**

- ▶ **Postal:** single fixed fee used for low-pressure distribution systems;
- ▶ **Point-to-Point:** quoted for every entry-exit pair within the system;
- ▶ **Distance-Based:** commonly used for gas transit in one direction with few off-take points;
- ▶ **Entry-Exit:** suitable for highly meshed systems with many injection & delivery points



Model Transportation Costs

MODEL PIPELINES

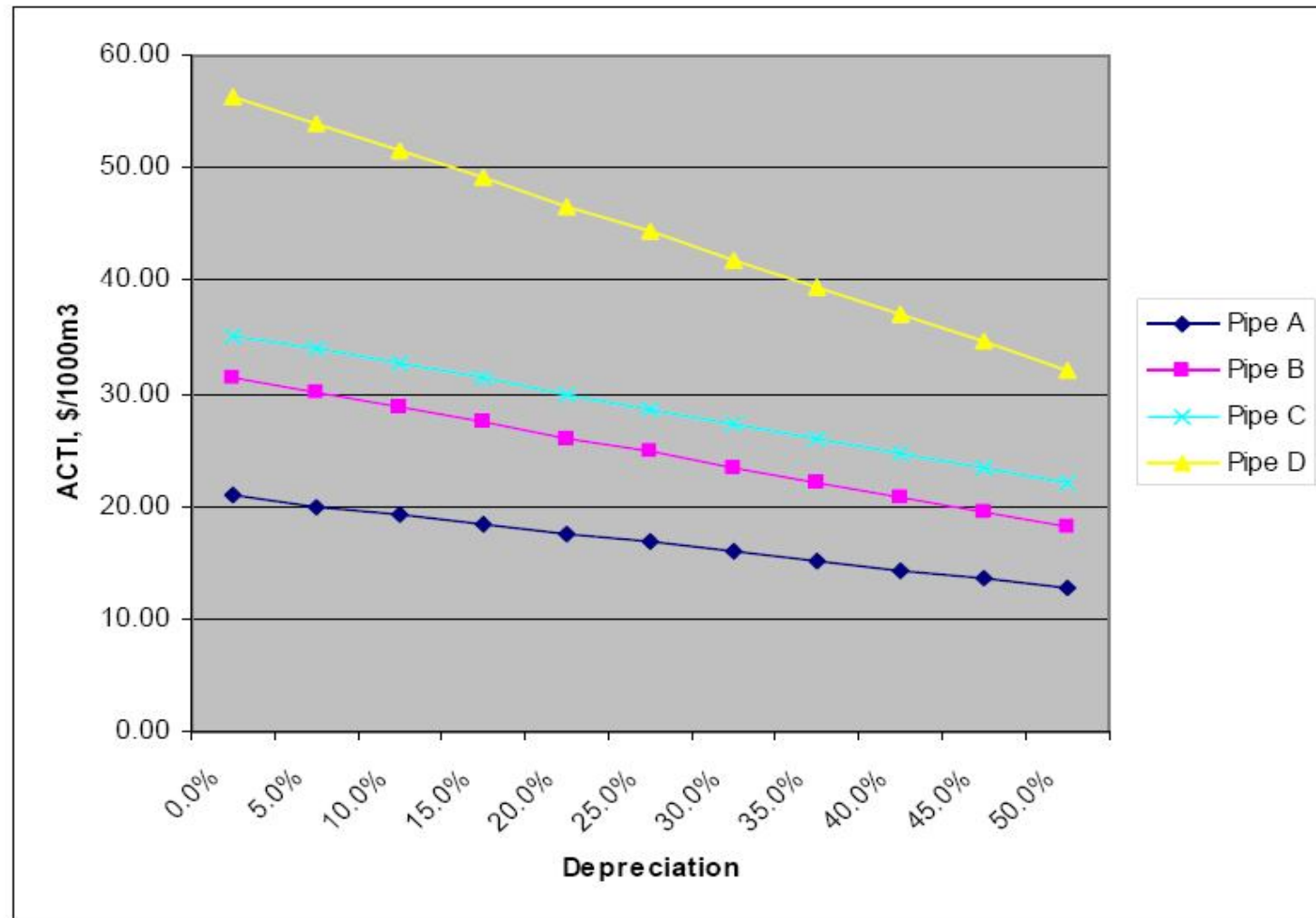
	Pipe A	Pipe B	Pipe C	Pipe D
Diameter (in)	56	40	56	40
Pressure outlet (bar)	120	120	55	55
Pressure inlet (bar)	90	90	35	35
Nr of compressors	4	4	7	6
Distance (km)	1500	1500	1500	1500
Optimized max throughput (bcm/y)	31.7	13.5	20.5	8.0
Utilization rate (%)	80	80	80	80

AVERAGE COST OF TRANSPORTATION Index (\$/1000m³)

Depreciation (%)	Pipe A	Pipe B	Pipe C	Pipe D
0	20.7	31.5	35.2	56.3
25	16.8	24.9	28.7	44.3
50	12.8	18.1	22.2	32.1



Average Cost of Transportation Index vs. Depreciation



Large variations in gas transit tariffs

Country	Tariff (€/m ³ /h/y)	Pipeline Diameter (in)	Methodology	Source
Model new 56"	37	56	Distance-based capacity	Estimate
Model new 40"	78	40	Distance-based capacity	Estimate
Austria (Penta West)	96	28	Distance-based capacity	Published-indicative
Belgium (Fluxys)	78	>36	Distance-based capacity	Published-indicative
Poland (Yamal)	71	>36 (56)	Distance-based commodity	Estimate
Germany (Wingas)	63	>40	Distance-based capacity	Published
Slovakia (SPP)	62	>36	Entry-exit	Published
Interconnector	55	>36 (40)	Distance-based commodity	Estimate
Bulgaria	43	>36	Distance-based commodity	Estimate
Russia	28*	>36	Commodity	Estimate
Ukraine	28*	>36	Distance-based commodity	Published
Poland (Yamal-future)	26	>36 (56)	Distance-based commodity	Estimate
Belarus (Yamal)	19	>36	Distance-based commodity	Estimate
Belarus (N. Lights)	12	>36	Distance-based commodity	Estimate

° New transit tariff through Russia and Ukraine: 41 €/m³/h/y

* For movement over 350 km.



Transit tariffs generally higher than domestic tariffs

Country	Type	Tariff (€/m ³ /h/y)	Pipeline Diameter (in)	Methodology	Source
Austria (Penta West)	transit	96	28	Distance-based capacity	Published-indicative
Austria	domestic	50	>36	Distance-based capacity	Published
Belgium (Fluxys)	transit	78	>36	Distance-based capacity	Published-indicative
Belgium (Fluxys)*	domestic	28			Published
Germany (Wingas)	transit	63	>40	Distance-based capacity	Published
Germany (Wingas)	domestic	63			
Germany (high)	domestic	96	28>D>40	Various	Published
Germany (low)	domestic	60	>40		
Poland (Yamal)	transit	71	>36 (56)	Distance-based commodity	Estimate
Poland (Yamal-future)	transit	26			
Poland	domestic	30	>36	Distance-based commodity	Published
Slovakia	transit	62	>36	Entry-exit	Published
Slovakia	domestic	48			
Russia	transit	28*	>36	Commodity	Estimate
Russia	domestic	18	various	Distance-based commodity	Published



There are various factors influencing gas transit tariffs

Length

Diameter

Load factor

Cost/asset calculation

World steel prices

Gas Composition

Pressure

Inflation

Currency rate

Existing vs. new systems

Cost elements

Investment risks

Volume transited vs. imported

Flow direction:
Uni- / Bi- / Multi-

Network access rules

Regulated vs. negotiated system

Ownership:
Private/State/Joint

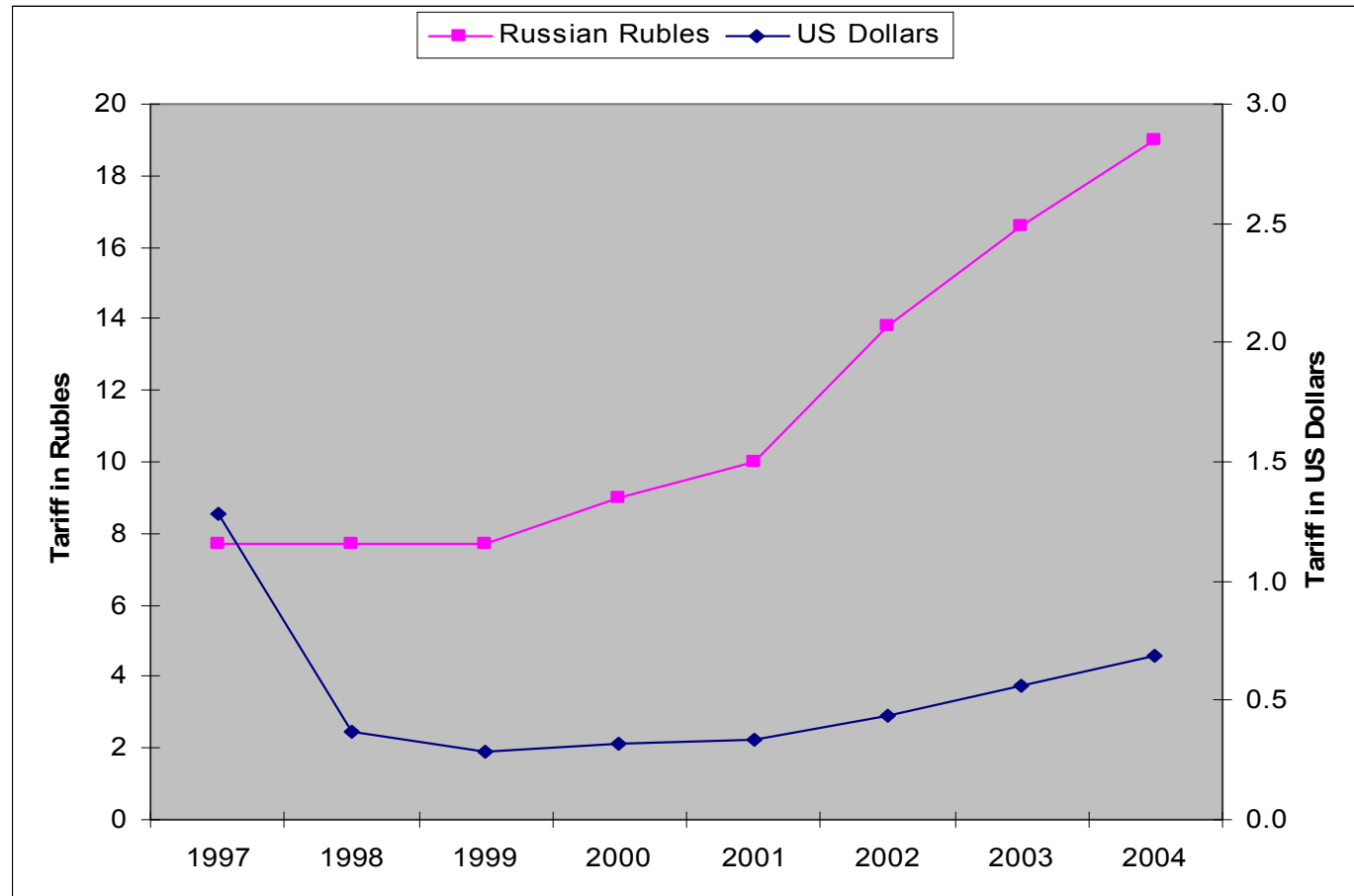
Type of system:
Pure transit vs. transit & supply?

Congested pipelines

Transparency rules

Russian Gas Transport Tariffs

Impact of exchange rates



Gas Transit – Main Findings

More rules for new capacity development

- Objective, transparent and non-discriminatory authorization procedures and legislation
- Due attention to individual projects authorized by negotiations

Clearer operational arrangements

- Differences between the East and the West in physical system design and operational practices
- Technical and organizational arrangements for
 - Gas quantity (units, metering)
 - Gas quality (composition, quality measurement)
 - Business practices (interconnections, capacity allocation, balancing, communication)
- ECS Project on “Operational Reliability”



Gas Transit – Main Findings

Transit separate from gas supply

- Contractual separation of transit and gas supply arrangements
 - Enable more transparency of tariffication
 - Allow cost-reflective tariffs

EU treatment for gas transit

- No separate rules for transit, but transport within a single market
- Transit through single EU states: transit volumes separated from domestic flows
- Further discussion of transit within the EU: the Madrid Forum



More Transparency needed

Most immediate challenge is to improve **TRANSPARENCY** for transit tariffs and access

- ▶ Clearer institutional set-up for transit
- ▶ A one-stop-shop for all administrative issues
- ▶ More transparent intergovernmental negotiations



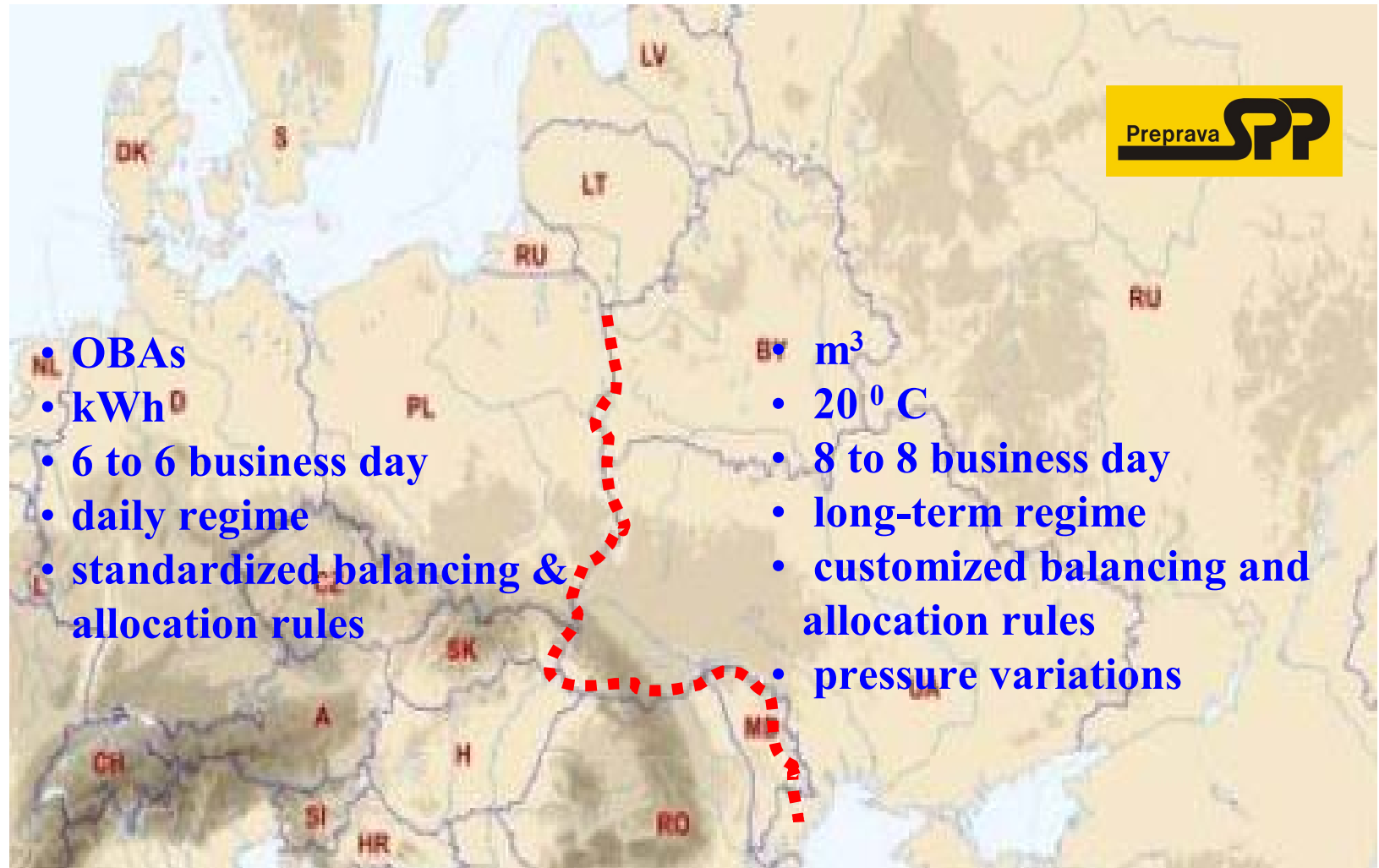
“One size fits all” approach **not possible**

- Various technical, economic, financial, geographical, legal, regulatory factors may lead to different tariffs
- The tariff methodology chosen must
 - ensure financial sustainability of the system
 - avoid excessive profits

Pipeline access rules :
**the key is fair, non-discriminatory
and transparent implementation**



Operational Issues on EU Borders



Проект Протокола к Энергетической Хартии по транзиту

СТАТЬЯ 10. ТРАНЗИТНЫЕ ТАРИФЫ

1. Каждая Договаривающаяся Сторона принимает все необходимые меры для обеспечения того, чтобы Транзитные Тарифы и другие условия являлись объективными, разумными, прозрачными и не дискриминировали на основании происхождения, назначения Энергетических Материалов и Продуктов в Транзите или собственности на них.
2. Каждая Договаривающаяся Сторона обеспечивает, чтобы на Транзитные Тарифы и другие условия не оказывали влияние рыночные искажения, в частности такие, которые являются результатом злоупотребления господствующим положением любого владельца или оператора Сооружений для Транспортировки Энергии, используемых для Транзита.
3. Транзитные Тарифы основываются на эксплуатационных и инвестиционных издержках, включая разумную норму прибыли.
4. При условии пунктов 1, 2 и 3 настоящей Статьи, Транзитные Тарифы могут определяться с использованием соответствующих способов, включая регулирование, коммерческие переговоры или механизмы управления дефицитными ресурсами.



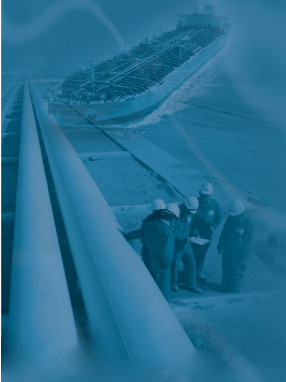
Вопросы

- Прозрачность и открытость
- Доступ к мощностям
- Затраты, учитываемые при расчете тарифов
- Определение обоснованной величины прибыли
- Дифференциация тарифов



Putting a Price
on
ENERGY

International
Pricing Mechanisms
for Oil and Gas



The Report can be downloaded at:
www.encharter.org



Putting a Price
on
ENERGY

International
Pricing Mechanisms
for Oil and Gas



Reserve

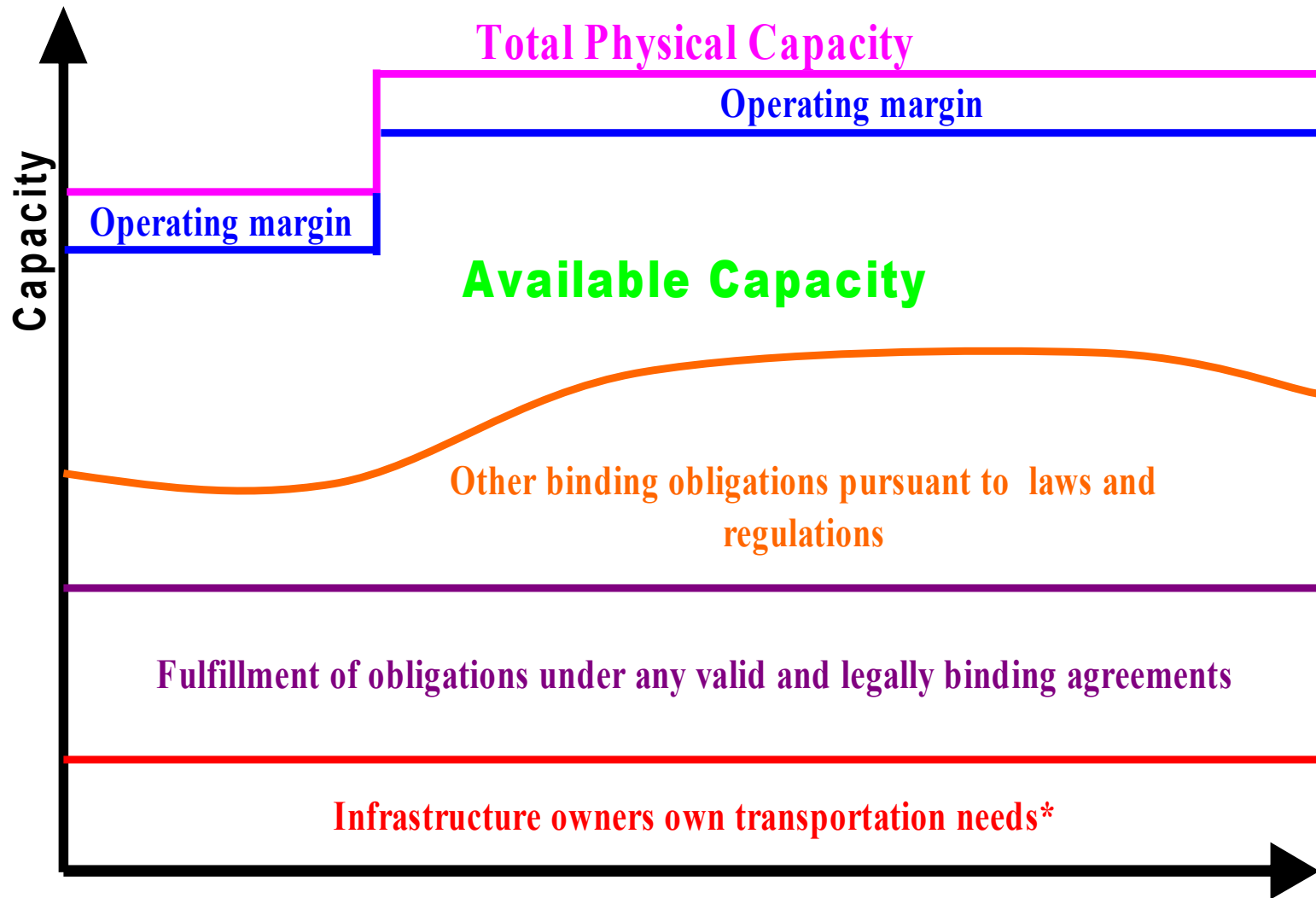
НАЛИЧНЫЕ ТРАНЗИТНЫЕ МОЩНОСТИ (в соответствии с проектом Транзитного Протокола)





Definition of Available Capacity

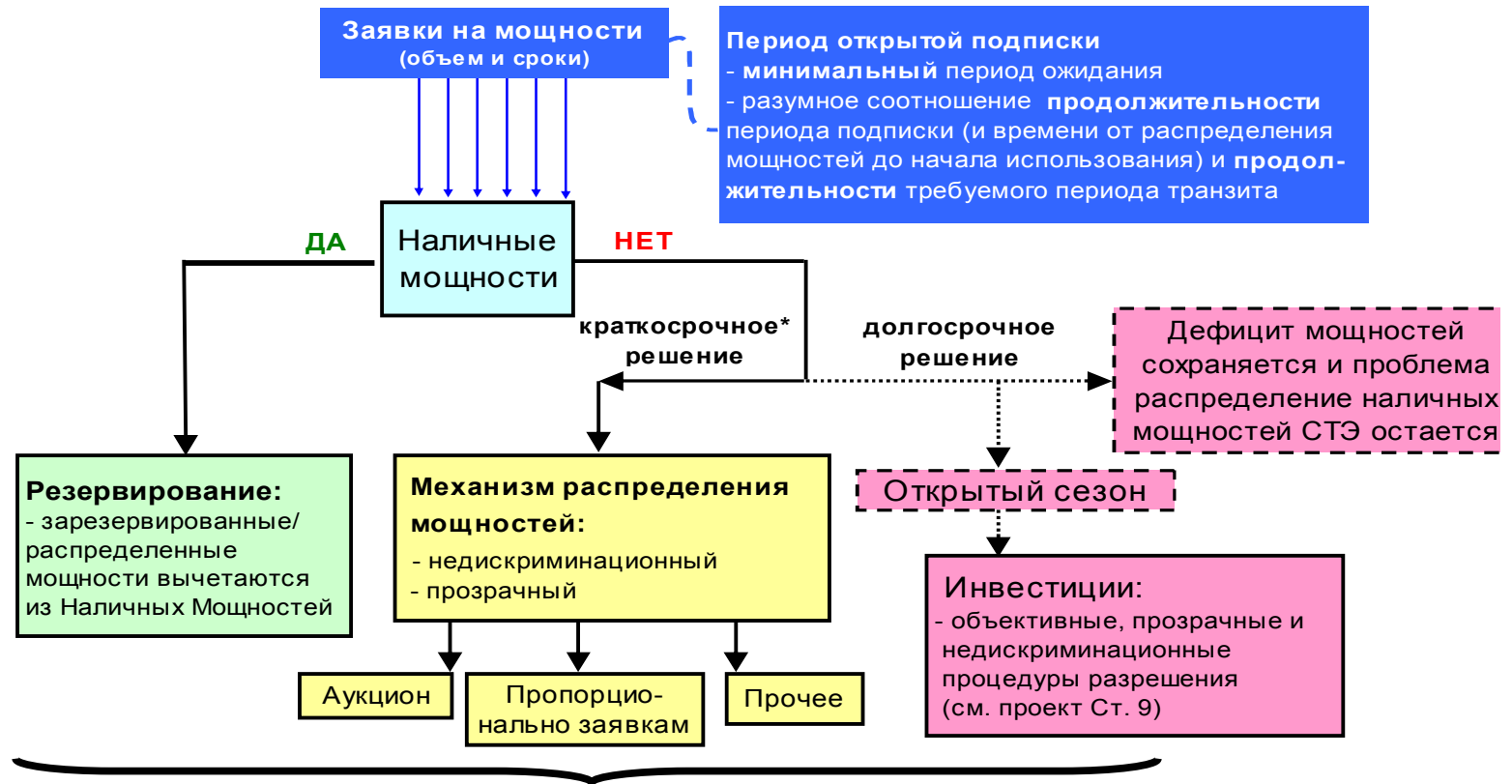
(Draft TP Article 1.2 -- CC 251)



* "Subject to requirements for access to ETFs applicable within a CP" -- EU

Time

Недискриминационная конкурентная процедура распределения наличных мощностей СТЭ (согласованное предложение экспертов ЕС и РФ)

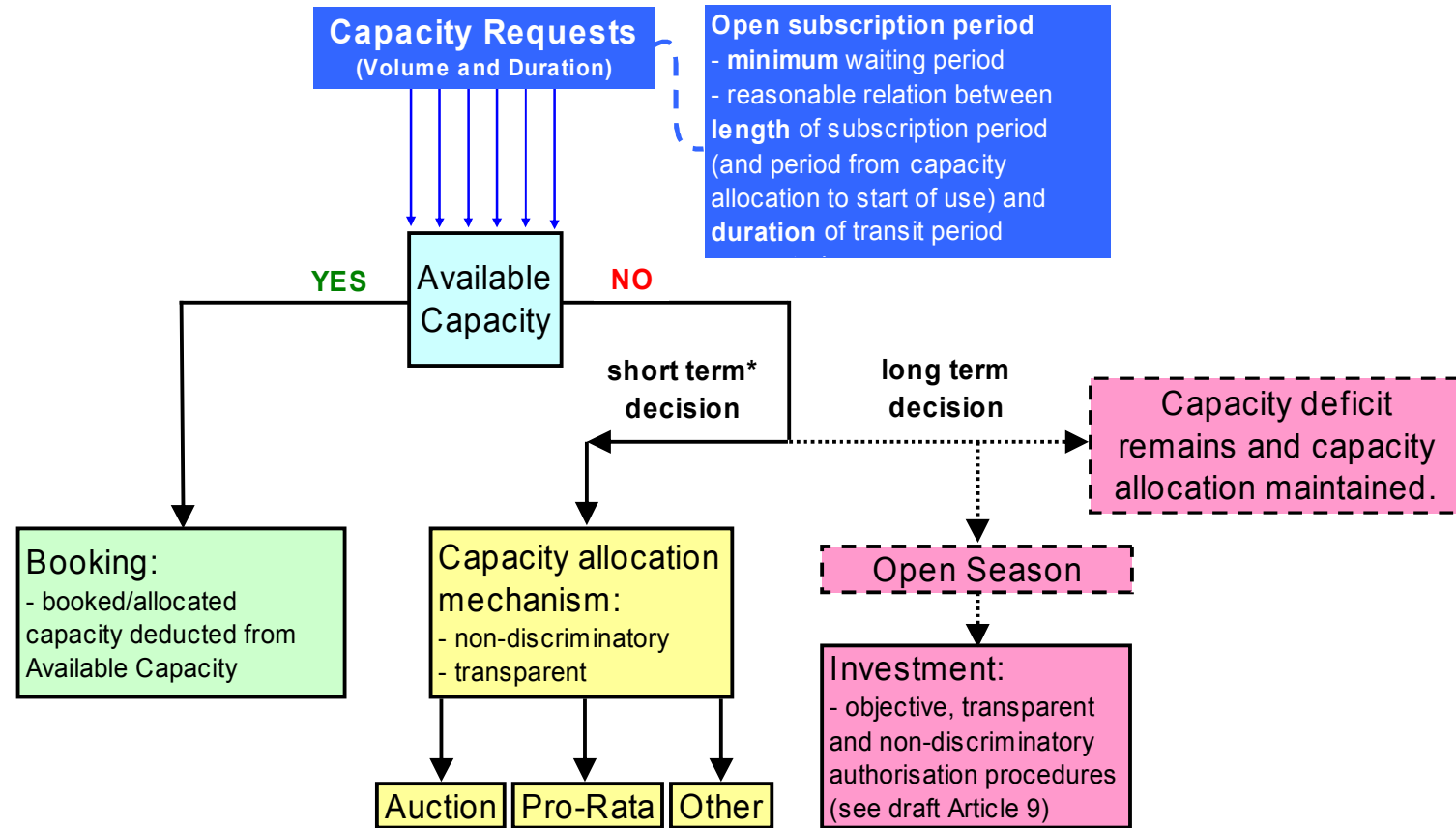


Предотвращение спекулятивного накопления и блокирования мощностей,
например, использование правила «используй или теряй»

* краткосрочный период: увеличение мощностей невозможно в заданные сроки



Capacity Allocation



Prevention of speculative hoarding and capacity blocking e.g. operational use-it-or-lose-it

* short term: capacity increase not possible within given timeframe



Investment related Provisions in the draft TP

Draft TP – Article 10bis.1 (CC 315)

CPs shall ensure ... that all reasonable measures are taken to mitigate the congestion

Draft TP – Article 9.1 (CC 251)

- CPs shall have in place authorisation procedures or legislation concerning the construction, expansion, extension,
- re-construction, and operation of ETF's used for Transit
- within its territory.

Draft TP – Article 9.2.a (CC 251)

- (Such) authorisation procedures or legislation shall be objective, transparent and non-discriminatory as to the origin, destination and ownership of the EMP's.

Draft TP – Article 9.2.b (CC 251)

- Measures relating to the construction, expansion ... shall be no less favourable than (that) ... of ETF's used for internal transportation of EMPs in the territory of that CP

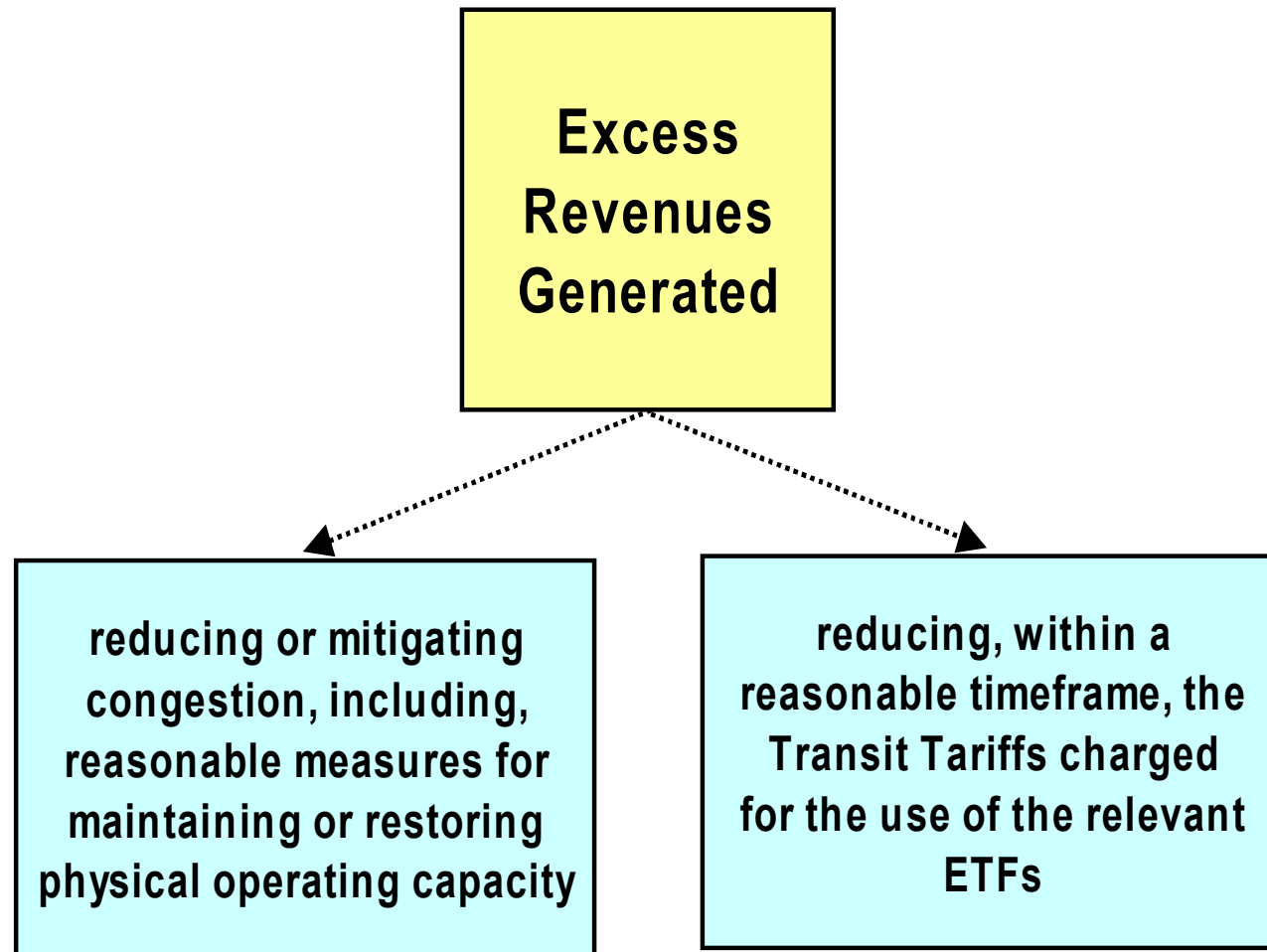


Использование избыточных доходов от аукционного распределения наличных мощностей (согласованное предложение экспертов ЕС и РФ)

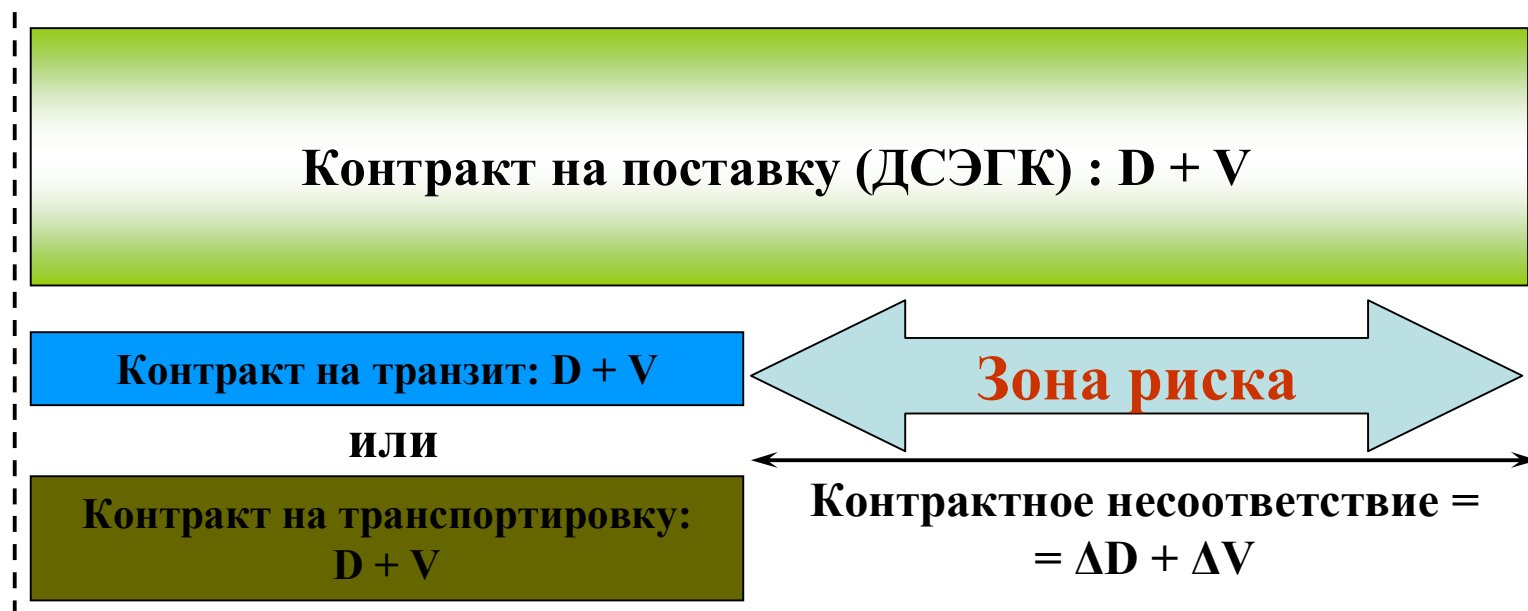


Use of Excess Revenues from Auctions

(Draft TP Article 10bis.3 -- CC 315)



ПРОБЛЕМА КОНТРАКТНОГО НЕСООТВЕТСТВИЯ: соотношение продолжительности (D) и объемов (V) ДСЭГК и контракта на транзит / транспортировку

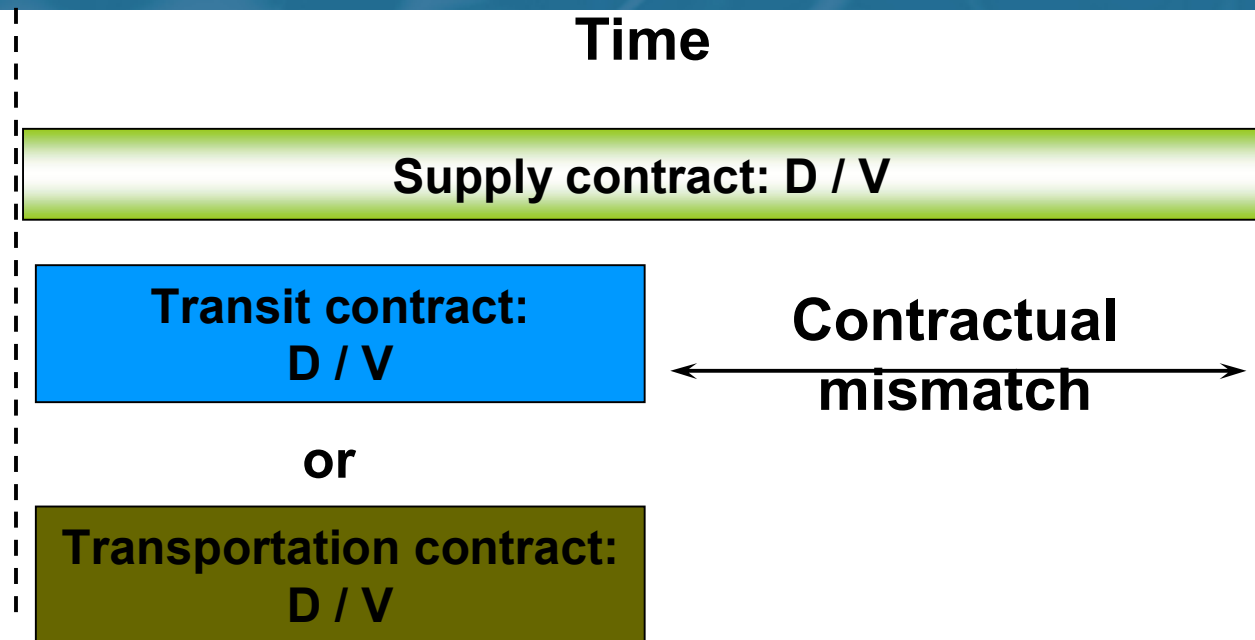


Несоответствие между начальной/конечной датой и объемом ДСЭГК и контракта на транзит/транспортировку, в качестве неотъемлемой части исполнения обязательств по поставкам, создает для производителя/поставщика риск невозобновления его контракта на транзит/транспортировку => риск неисполнения его обязательств по поставкам в рамках ДСЭГК.

Основная задача: гарантировать производителю/поставщику доступ к соответствующим транспортным мощностям на весь срок действующего ДСЭГК и на все законтрактованные в рамках этого ДСЭГК объемы.



Contractual mismatch problem



Mismatch: between duration/ volumes (D/V) of long term supply (delivery) contract and transit/transportation contract as integral part to fulfill the delivery contract => risk of non-renewal of transit/ transportation contract => risk for supply contract.

Core issue: guarantee of access to / creation of adequate transportation capacity for the duration of long term contracts.

