



Nowe modele rynku gazu

Strategie działania



27-28 października 2011,
Hotel Le Meridien Bristol, Warszawa



„Możliwe scenariusze - w którym kierunku będzie zmieniał się rynek gazu w Polsce”



Dr inż. Andrzej Sikora

Plan prezentacji:

- ✓ Konkurencyjny rynek gazu - teoretyczne modele liberalizacji rynków gazowych w Europie i na świecie
- ✓ Historyczne uwarunkowania procesu liberalizacji rynków gazowych w Europie
- ✓ Konkurencja czy deregulacja - co powinno nastąpić najpierw?
- ✓ Dokąd zmierza polski rynek gazu - Porównanie rynków Czech, Słowacji, Danii i Niemiec
- ✓ Uwolnienie handlu - jakie są możliwe do zrealizowania modele liberalizacji obrotu?

27-28 października 2011,
Hotel Le Meridien Bristol, Warszawa

Organizator: infor-media
Polska
Puls Biznesu



Konferencja

NOWE MODELE RYNKU GAZU

strategie działania

Determinanty procesu liberalizacji rynku gazowego w ujęciu modelowym

Element modelu	Najlepsze praktyki rynkowe	Rynek rozwijający proces liberalizacji	Minimalne wymagania
Formalno-prawne zapisy odnośnie stopnia uwolnienia rynku	Wszyscy klienci mają formalną swobodę wyboru dostawcy gazu	Wszyscy klienci poza małymi (w sensie wolumenu) odbiorcami (gospodarstwa domowe, small biznes) mają formalną swobodę wyboru dostawcy gazu	Jedynie najwięksi klienci mają możliwość wyboru dostawcy
Formuła TPA dla sieci przesyłowych i dystrybucyjnych	Regulowane TPA – regulacja ex-ante	Regulowane TPA – regulacja ex-post	Negocjowane TPA
TPA dla magazynów	Tak – regulowana	Tak – negocjowana	Planowany
Rozdzielenie usług dla OSP (unbundling)	Własnościowe	Operacyjne	Rachunkowe
Rozdzielenie usług dla OSD (unbundling)	Własnościowe Operacyjne	Funkcjonalne	Rachunkowe
Sposób naliczania taryf	Entry – Exit	Ryczałtowe	Dystansowe
Metoda rezerwacji przepustowości	Entry – Exit,	Uprozczone entry-exit (kilka punktów) lub ryczałtowe	Z punktu do punktu
Minimalny okres rezerwacji zdolności przesyłowych	Brak, jednodniowe	Miesiąc, maksymalnie kwartał	Roczne
Sposób alokacji zdolności przesyłowych/ zarządzanie ograniczeniami	Aukcje, Capacity goes with customer	Proporcjonalnie , Kto pierwszy ten lepszy z zasadą „wykorzystaj lub strać” i wtórnym rynkiem	Kto pierwszy ten lepszy, kontrakty przerywane
Ilość stref bilansowania na rynku	Jedna	Do trzech	Więcej niż trzy
Okres bilansowania	Dobowy	Dobowy/godzinowy	Godzinowy
Przedział tolerancji	10% (dobowo)	5% (dobowo)	Brak
Wysokość opłat karnych za niezbilansowanie	do 150% ceny rynkowej gazu	do 200% ceny rynkowej gazu	powyżej 200% ceny rynkowej gazu

Determinanty procesu liberalizacji rynku gazowego w ujęciu modelowym

Element modelu	Najlepsze praktyki rynkowe	Rynek rozwijający proces liberalizacji	Minimalne wymagania
Obowiązki informacyjne OSP i OSD	Tak, pełny zakres danych aktualnych, historycznych i prognozowanych, na bieżąco aktualizowanych	Tak, z ograniczeniami odnośnie prognoz	Tak, przynajmniej dla danych bieżących
Regulator	Niezależna dedykowana do sektora instytucja	Niezależna instytucja	Jakikolwiek
Tryb podejmowania decyzji przez Regulatora	Ex-ante i ex-post	Ex-ante	Ex-post
Kto decyduje o metodzie alokacji zdolności przesyłowych (pojemności magazynowych)	Regulator	Regulator i OSP (OSM)	OSP (OSM)
Kto zatwierdza zasady bilansowania	Regulator	Regulator i OSP (OSM)	OSP (OSM)
I instancja w rozstrzyganiu sporów między uczestnikami rynku	Regulator	Instytucja powołana przez uczestników rynku	Sądy powszechne
Kadra i budżet Regulatora	Specjalistyczna kadra + wysoki budżet	Mieszany zespół (urzędnicy + kilku specjalistów), wystarczający budżet	Kadra urzędnicza, niski budżet
Program „gas release”	Wdrożony	W przygotowaniu	Brak
Rynki spot i forward	Dobrze rozwinięte	W przygotowaniu lub początkowej fazie	Brak
Infrastruktura vs. potencjalny popyt na gaz	Nadmiarowa	Wystarczająca z możliwością rozbudowy	Niedostateczna, z możliwością rozbudowy

Docelowy model rynku gazowego w UE

- Prace nad modelem realizowane pod egidą Rady Europejskich Regulatorów Energii (CEER).
- Dotychczasowe prace zaowocowały przygotowaniem aż pięciu różnych koncepcji modeli europejskiego rynku gazowego na bazie których do końca 2011 roku ma powstać rekomendowana przez CEER spójna wizja:
 - **Model LCEG** przygotowany przez firmę konsultingową LCEG (obecnie FTI Consulting) na zlecenie brytyjskiego Regulatora OFGEM
 - **Model MECO-S** przygotowany przez J-M. Glachanta pod patronatem Instytutu Uniwersytetów Europejskich, The Robert Schuman Centre for Advanced Studies oraz Florence School of Regulation
 - **Model amerykański – EURAM** (European American Model) przygotowany przez S. Ascari pod patronatem Instytutu Uniwersytetów Europejskich, The Robert Schuman Centre for Advanced Studies oraz Florence School of Regulation.
 - **Model Frontier Economics** i Ylios and Stratorg przygotowany na zamówienie GDF Suez
 - **Model ASCOS** (Ample, Secure and Competitive Supply) przygotowany przez Clingendael International Energy Programme (CIEP)

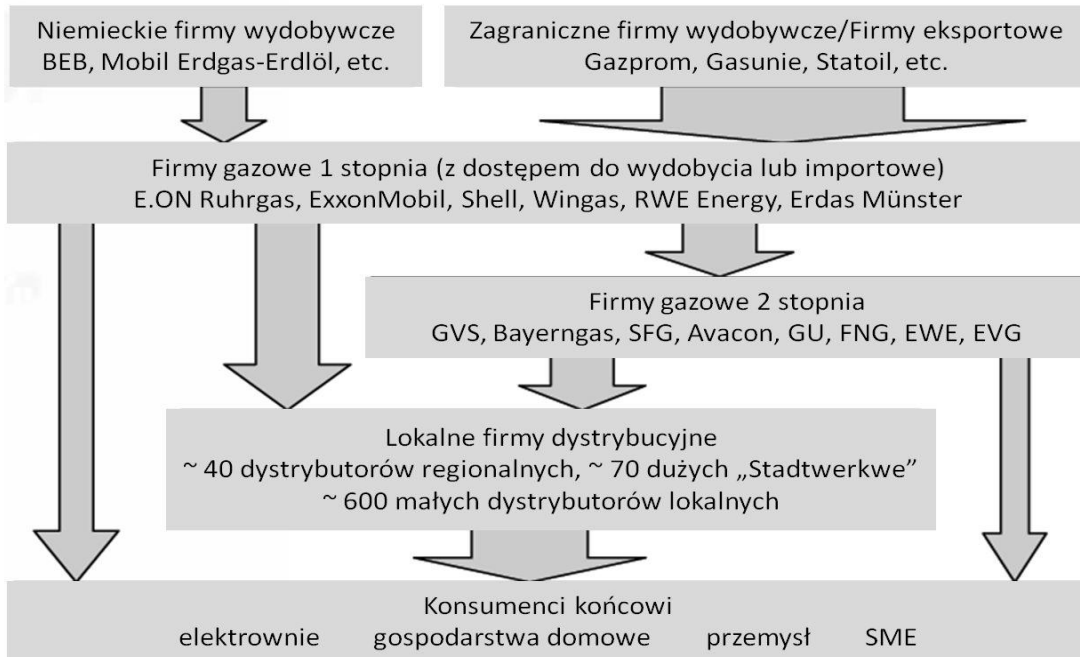
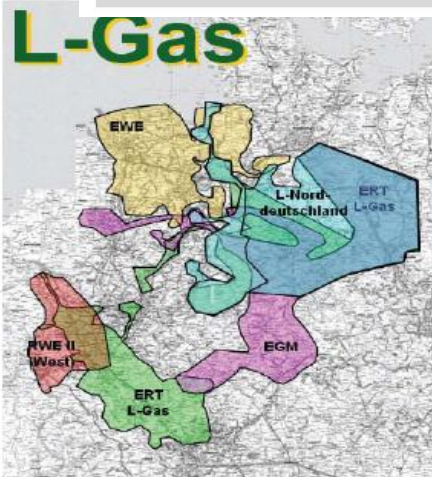
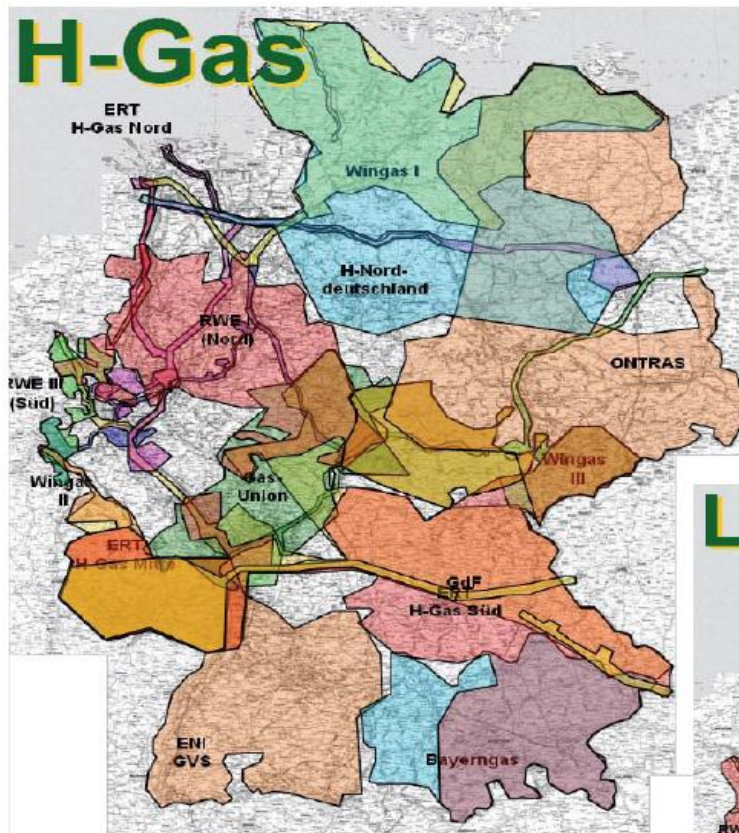
Docelowy model rynku gazowego w UE

- Kluczowym problemem, z jakim trzeba się uporać tworząc docelowy model rynku gazowego, są ograniczenia w dostępności oraz koszty przesyłu gazu pomiędzy wieloma strefami entry-exit.
- Ograniczenia dostępności przesyłu wynikają:
 - Z niewystarczająco rozwiniętej infrastruktury przesyłowej.
 - Z zablokowania części albo całości mocy przesyłowych na potrzeby realizacji kontraktów długoterminowych.
- Rosnące koszty są zaś pochodną wielkości stref jakie musi pokonać gaz by dotrzeć do końcowego klienta.
- Opisywane modele w różny sposób radzą sobie z tym zagadnieniem:
 - Każdy wskazuje na inwestycje w infrastrukturę jako najlepsze remedium na ograniczenia, jakkolwiek proponowane metody zapewniające realizację tych inwestycji są różne.
 - Niektóre rozwiązania bazują na łączeniu stref (rynków), inne wprost przeciwnie (większe strefy to większy koszt).
 - Do alokacji przepustowości część modeli proponuje system bezpośrednich aukcji (czasem w oparciu o dedykowane platformy) i rynek wtóry dla niewykorzystanych pojemności, inne aukcje pośrednie (składanie zleceń) np. dla kontraktów krótkoterminowych.
 - Koszty przesyłu przez wiele stref najlepiej rozwiązują taryfy dystansowe, ale z uwagi na fakt, iż tego typu rozwiązania zostały wykluczone przez III Dyrektywę, wprowadza się je niejako tylnymi drzwiami proponując tzw. pakiety. Alternatywą jest łączenie stref.

Docelowy model rynku gazowego w UE

- **Wpływ nowych regulacji na istniejące i przyszłe kontrakty długoterminowe.**
 - Wszystkie modele traktują kontrakty długoterminowe jako najlepszy i w zasadzie jedyny sposób na zapewnienie bezpieczeństwa dostaw
 - Zawieranie długoterminowych umów na dostawy wiąże się z koniecznością długoterminowej rezerwacji mocy przesyłowych, w przeciwnym razie rośnie ryzyko, a co za tym idzie także koszty takich dostaw, a to przy niewystarczających mocach przesyłowych może prowadzić do blokowania przepustowości i ograniczania konkurencyjności na rynkach.
- **Prezentowane modele proponują różne rozwiązania tej dychotomii:**
 - Inwestycje w nowe moce przesyłowe.
 - Limity rezerwacji na potrzeby długoterminowych kontraktów,
 - Uwalnianie przez TSO prognozowanych niewykorzystanych zdolności przesyłowych na potrzeby krótkoterminowych kontraktów (przerywanych)
 - Handel mocami przesyłowymi na rynku wtórnym.
- **Zwiększanie dostępu klientów do płynnych, konkurencyjnych i transparentnych, głównie w wymiarze cenowym, rynków osiąganym głównie poprzez rozwój handlu w hubach.**
 - Większość prezentowanych rozwiązań kładzie nacisk na oddolny to znaczy sterowany procesami rynkowymi rozwój tych instytucji przestrzegając przed odgórnym kreowaniem tego rodzaju struktur.
 - Wyjątkiem jest model MECO-S, który zakłada wdrożenie pewnych procedur umożliwiających łączenie mniejszych struktur (rynków, stref) w większe i bardziej płynne rynki regionalne pełniące funkcję hubów.
- **Stopień dostosowania nowego modelu do uwarunkowań lokalnych.**
 - Część modeli: Frontier, ASCOS czy też opcja Rynki Sterowane Wytycznymi z opracowania LECG, stawia na daleko idącą adaptację zmian do warunków danego rynku krajowego ze szczególnym uwzględnieniem stopnia rozwoju infrastruktury, kwestii bezpieczeństwa dostaw czy też struktury popytu.
 - Inne modele, takie jak MECO-S, opcje Połączonych Rynków i Skojarzonych Rynków z analizy LECG oraz do pewnego stopnia EURAM zakłada pewną uniformizację i wdrażanie zbliżonych rozwiązań na obszarze całej Unii Europejskiej

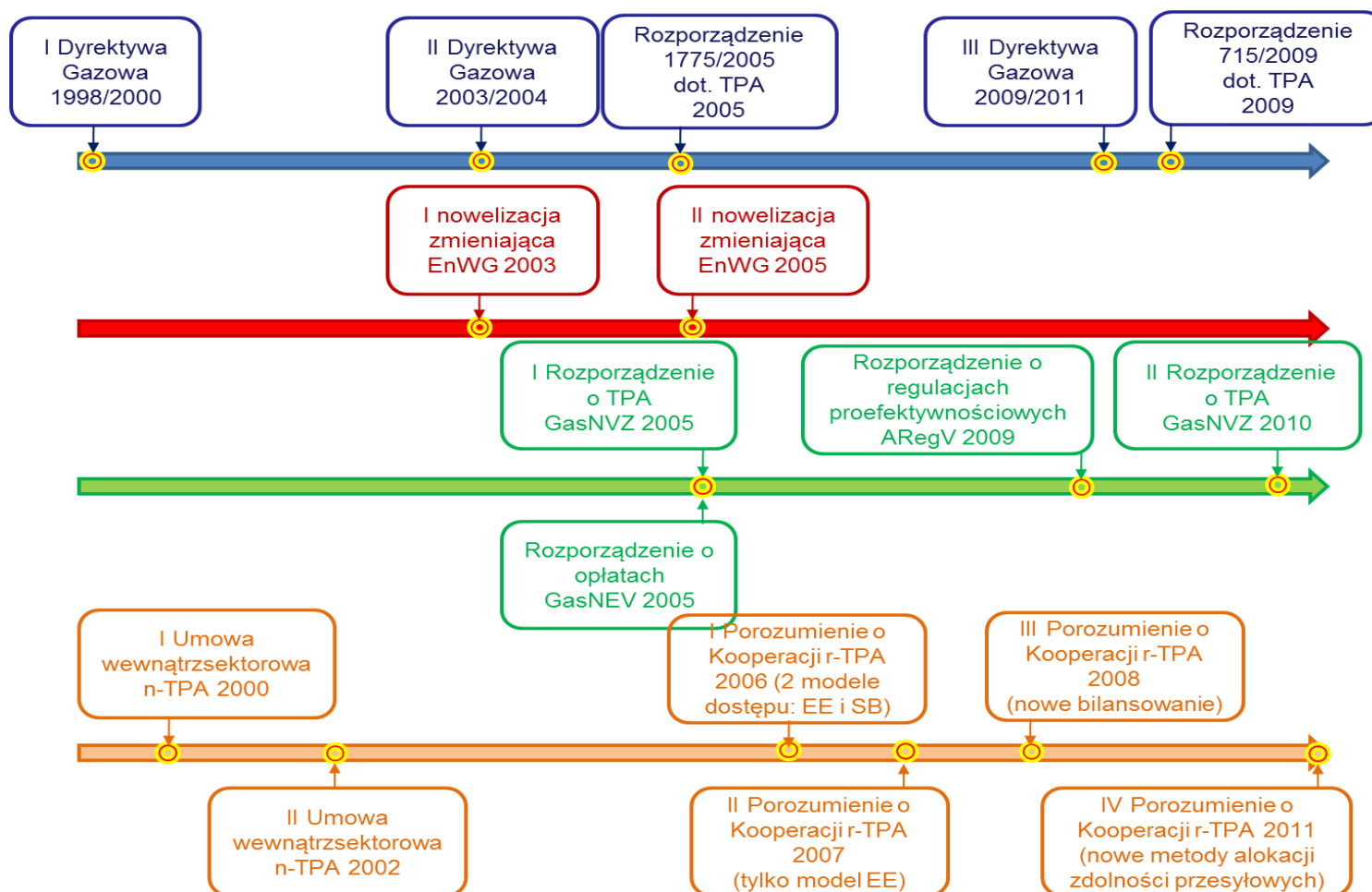
Rynek niemiecki - stan przed rokiem 2007



Wolumen sprzedaży gazu
największych firm gazowych na
rynku niemieckim (2008 r)

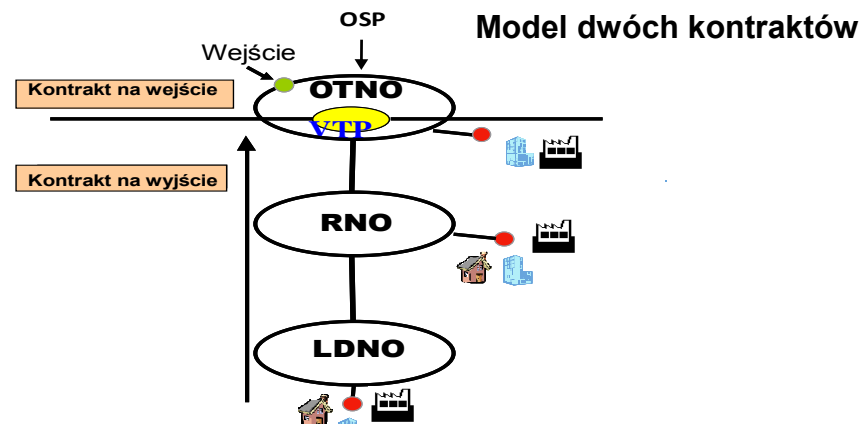
Firma:	mld m ³ /rok
E.ON	48,8
Wingas	16,3
VNG	13,9
RWE	10,5
Pozostali	1,0
Cały rynek	90,5

Ramy formalno-prawne procesu liberalizacji rynku gazowego w Niemczech

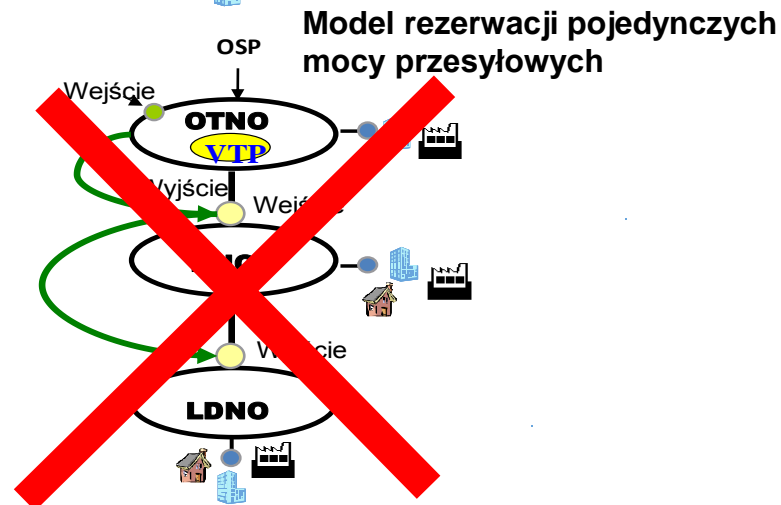
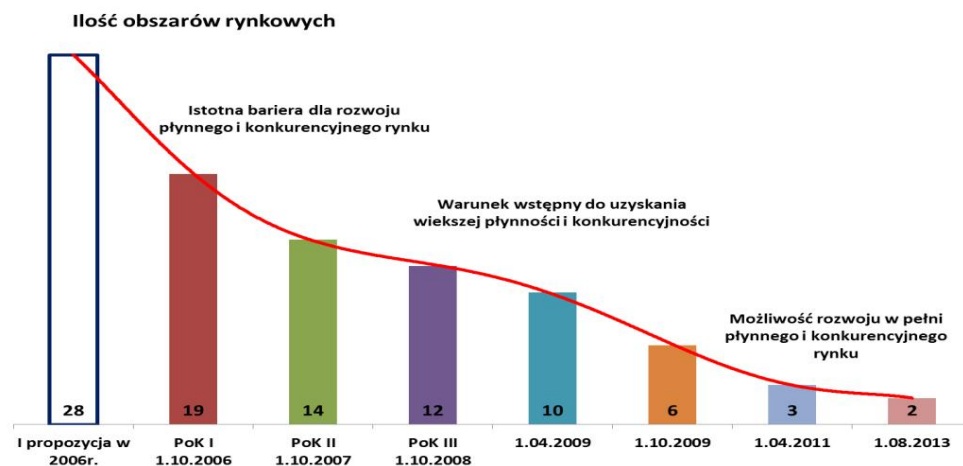


Przełomowe wydarzenia

- Październik 2007: model dwóch kontraktów jedynym dozwolonym modelem dla rynku niemieckiego
- Październik 2008: ujednocnione zasady bilansowania dla całego rynku w Niemczech
- Październik 2011: ograniczenie mocy przesyłowych dla kontraktów długoterminowych na rynku niemieckim, alokacja mocy przesyłowych przez platformę mocy pierwotnych



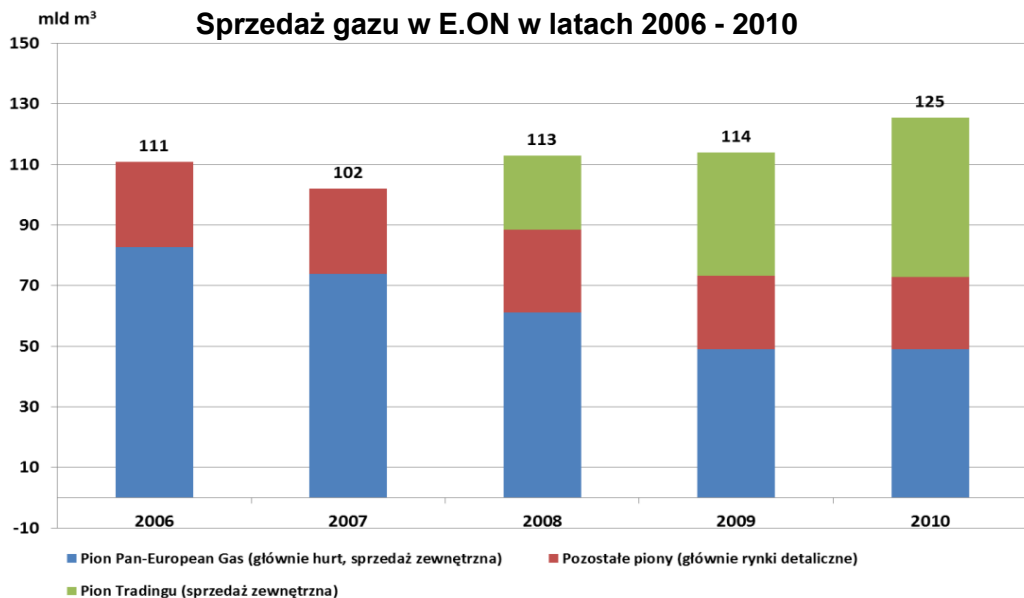
Proces redukcji liczby obszarów rynkowych w Niemczech



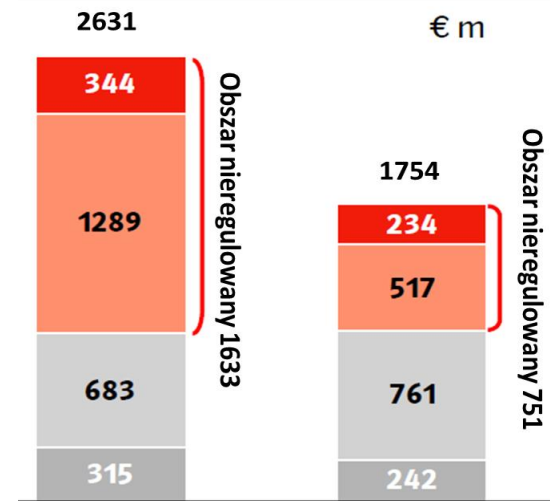
Przełomowe wydarzenia

- **Decyzja Bundeskartellamt (Niemieckiego Urzędu Antymonopolowego) odnośnie kontraktów długoterminowych (styczeń 2006):**
 - Wszystkie kontrakty z regionalnymi i lokalnymi firmami dystrybucyjnymi w których wolumen przekraczał 80% całkowitego popytu odbiorcy nie mogły być zawierane na dłużej niż 2 lata
 - Wszystkie kontrakty z regionalnymi i lokalnymi firmami dystrybucyjnymi w których wolumen był większy niż 50% a mniejszy niż 80% całkowitego popytu odbiorcy nie mogły być zawierane na dłużej niż 4 lata
 - Kontrakty do 50% całkowitego popytu odbiorcy mogły być zawierane na dłużej
 - Wszystkie istniejące kontrakty, które nie spełniały w/w kryteriów musiały być rozwiązane do końca września 2006 (początku nowego sezonu grzewczego).
- **Dwa programy customer and gas release jako warunki uzyskania zgody na połączenie E.ON i Ruhrgas:**
 - Uwolnienie firm dystrybucyjnych, zaopatrywanych w ponad 50% przez Ruhrgas z części wolumenu (20%) kontraktów długoterminowych zawartych przez Ruhrgas przed połączeniem.
 - Wdrożenie programu uwolnienia dostaw gazu na granicy w drodze aukcji (gas release). Przez okres 6 lat Ruhrgas miał w ten sposób zaoferować 33 TWh gazu rocznie (czyli około 3-3,1 mld m³/rok).
- **Postępowania Komisji Europejskiej odnośnie blokowania dostępu do sieci:**
 - W 2007 roku KE rozpoczęła procedurę o naruszenie przez RWE zasad równego traktowania wszystkich podmiotów w związku z dostępem do sieci przesyłowej. Aby uniknąć kary i zakończyć postępowanie RWE zgodził się na sprzedaż swojego OSP (w końcu 2010 roku Thyssengas GmbH został sprzedany
 - W 2009 KE rozpoczęła dochodzenia dotyczące nadużywania przez E.ON Ruhrgas dominującej pozycji na rynku gazowym, podejrzewając E.ON Ruhrgas o ograniczanie dostępu do rynku, a w szczególności do mocy przesyłowych poprzez zawieranie długoterminowych kontraktów na przesył ze spółką z grupy kapitałowej E.ON AG - E.ON Gastransport. By uniknąć kary, E.ON Ruhrgas: uwolnienie do X 2010 17,8 GWh/h stałych mocy przesyłowych w swej sieci (tj. około 1,66 mln m³/h lub blisko 15 mld m³/rok), redukcja do X 2015 udziałów w zarezerwowanych stałych mocach przesyłowych w punktach wejścia do sieci gazu wysokometanowego – NCG (NetConnect Germany) do 50%, do sieci gazu zaazotowanego do 64%.

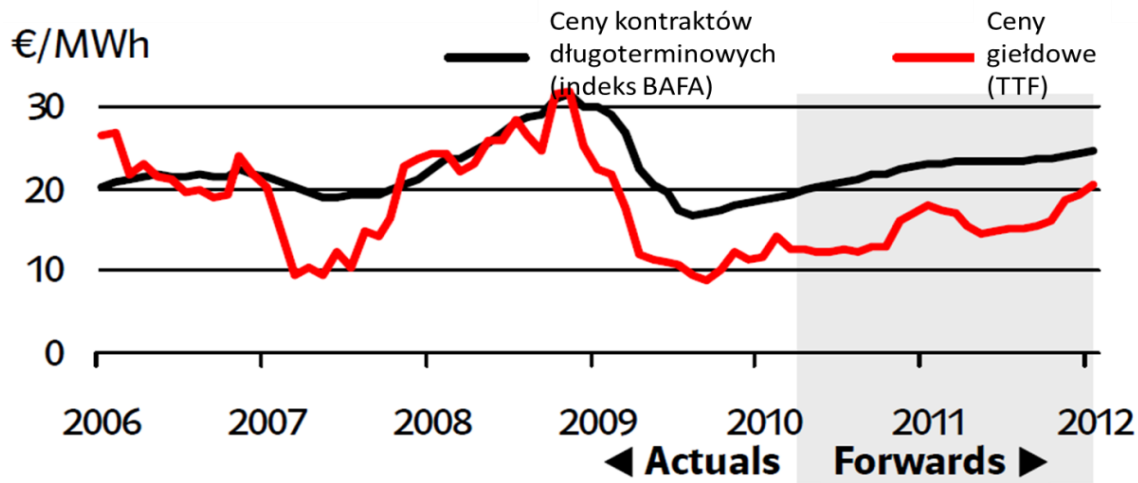
Problemy firm zasiedziały na przykładzie E.ON



Zmiany poziomu zysku operacyjnego jednostki biznesowej Pan-European Gas



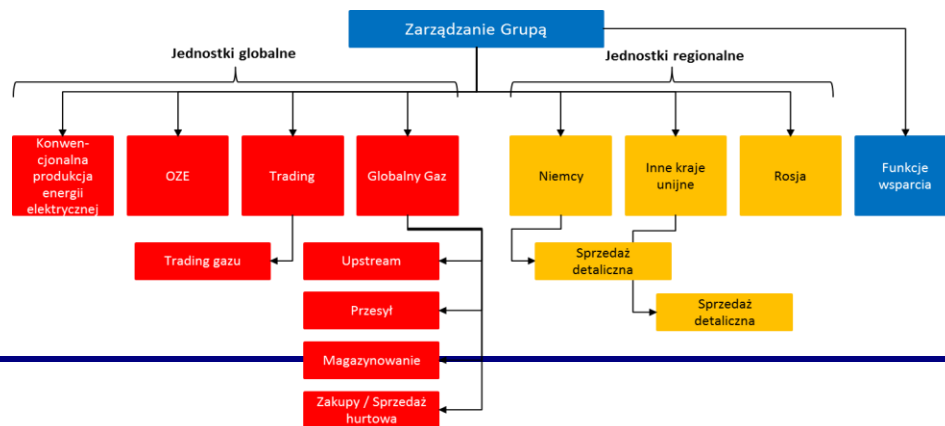
Różnice w cenach długoterminowych kontraktów importowych i cenach giełdowych



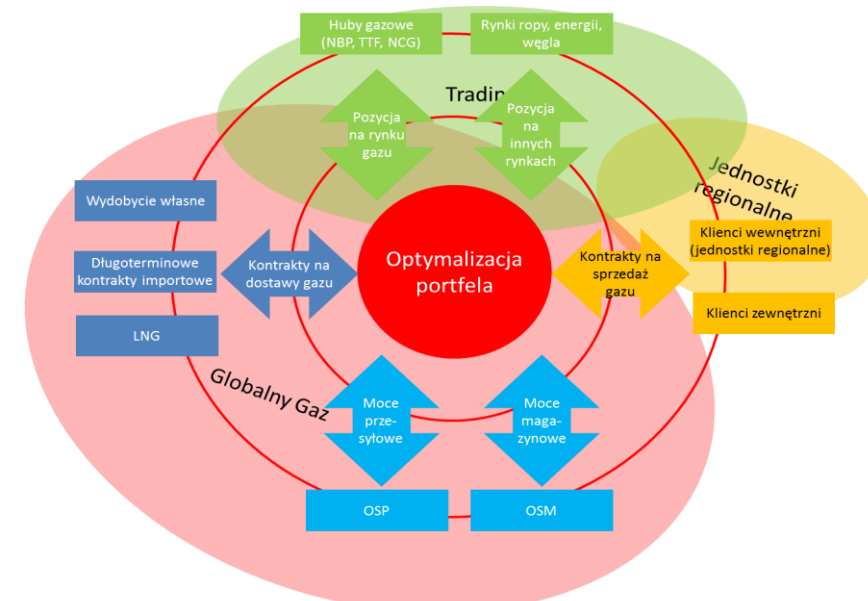
Nowe strategie firm zasiedziałych

- Odejście od defensywnych strategii opartych jedynie na obronie stanu posiadania poprzez tradycyjne mechanizmy blokowania dostępu do rynku i pionową integrację wzdłuż łańcucha wartości.
- Cel strategiczny zmieniony z pełnej integracji wzdłuż łańcucha wartości na wzrost efektywności konkurencyjności na zliberalizowanym rynku.
- Zasada pozycjonowania firmy na wybranych sektorach i rynkach z możliwie największą maksymalizacją synergii wewnątrz organizacji.
- Ekspansję ograniczoną do starannie wyselekcjonowanych rynków,
- Wzrost wartości oparty o posiadane aktywa, dezinvestycje i większą efektywność całej organizacji.
- Restrukturyzacja kontraktów zakupowych i optymalizacja portfela dostaw
- Nowa oferta oparta o:
 - Dostosowanie do cen rynkowych,
 - Zwiększoną elastyczność dostaw,
 - Konwergencję ofert sprzedaży energii elektrycznej, ciepła i gazu,
 - Nowe produkty i usługi.

Nowa struktura organizacyjna koncernu E.ON od 2011 roku



Proces optymalizacji portfela w E.ON



RWE Transgas - dominujący podmiot rynku czeskiego

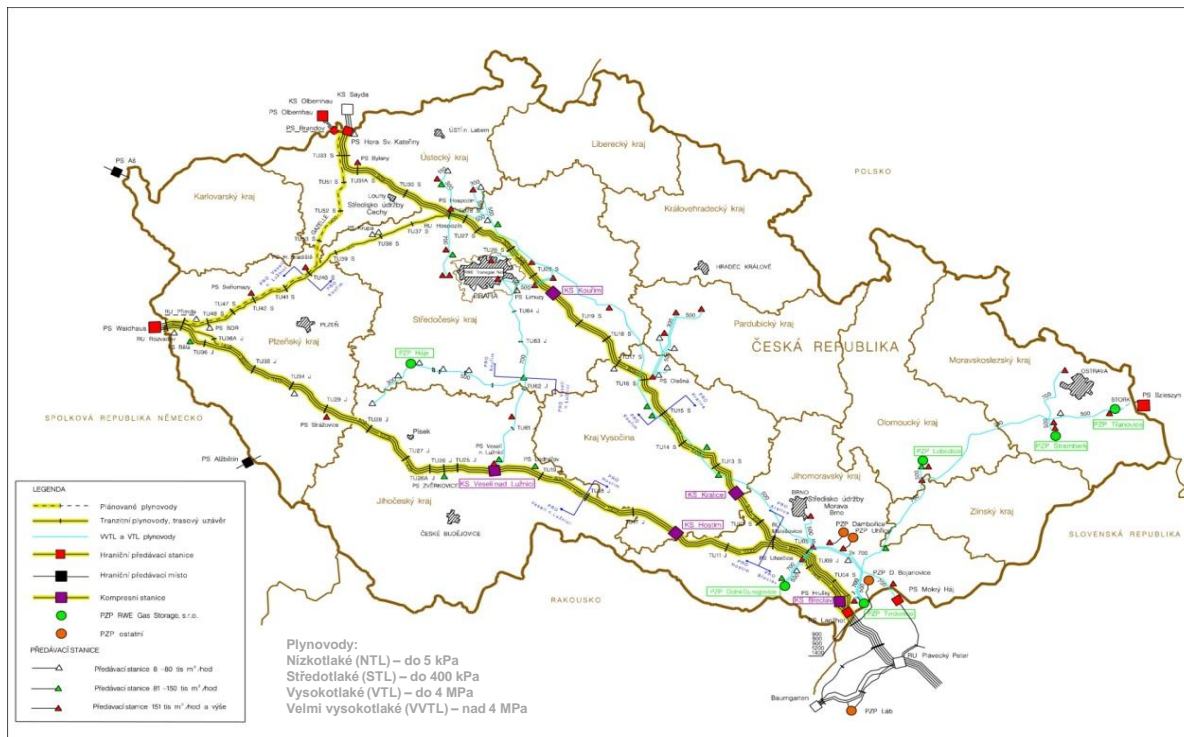
- Prywatyzacja w roku 2002 – RWE kupuje Transgas (powstaje RWE Transgas). Dzisiejszy kształt spółki jest efektem sprzedaży części majątku i wymagań Dyrektyw gazowych UE (unbundling).
- Przesył gazu w rękach NET4GAS, s.r.o. - spółka utworzona w roku 2006, po wydzieleniu OSP ze struktur RWE Transgas. Początkowa nazwa - RWE Transgas Net s.r.o., od 2010 roku NET4GAS.
- 4 spółki dystrybucyjne: RWE Energie (połączenie Západočeská plynárenská, Středočeská plynárenská i Severočeská plynárenská), Východočeská plynárenská, Severomoravská plynárenská oraz – wspólnie z E.ON - Jihomoravská plynárenská (47,66% RWE; 43,73% E.ON Energie).
- Udziały RWE w pozostałych spółkach dystrybucyjnych sprzedane do E.ON. Są to Pražská plynárenská (49% E.ON, 51% miasto Praga) oraz Jihočeská plynárenská (dziś E.ON Distribuce).



- Pełna liberalizacja w roku 2007 (2004 i 2005 – uwalnianie rynku dla dużych klientów).
- Obrót gazem prowadzą wydzielone podmioty poszczególnych spółek dystrybucyjnych RWE.
- Do dnia dzisiejszego nie doszło do rozdzielenia własnościowego poszczególnych obszarów działalności gazowej.

NET4GAS – jedyny czeski OSP

- NET4GAS świadczy usługi w zakresie tranzytu gazu i przesyłu wewnątrz kraju (system tranzytowy i przesyłowy).
 - 22 punkty wyjścia do sieci przesyłowej.
 - 75 punktów wyjścia do sieci dystrybucyjnej
- Bilansowanie systemu dokonywane jest przez OTE (giełdę gazu i energii). Jedna strefa dla całego kraju.
- Taryfa entry/exit.



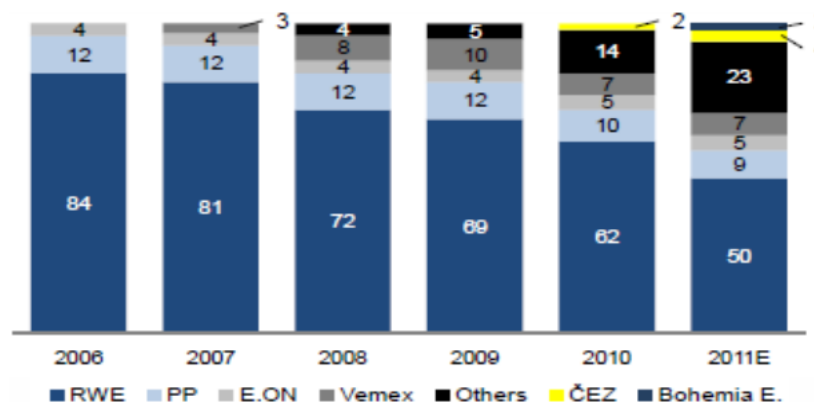
Źródło: GTE+ European Capacity Development

Nowe projekty :

- Stork (polska Moravia):** moc przesyłowa 600 mln m³/rok (możliwość rozbudowy do 2 mld m³/rok), pomiędzy czeskim i polski m systemem gazowym (połączenie: Český Těšín/Cieszyn). Oddany 14.09.2011.
- Gazela:** moc przesyłowa 35 mld m³/rok, ma umożliwić przesył do Czech rosyjskiego gazu transportowanego przez Nord Stream (gazociąg OPAL). Wejście do czeskiego systemu: Hora Svaté Kateřiny / Brandov – 86,5 mln m³/d. Planowane oddanie do użytku w 2012 roku

Czechy - import i obrót gazem

- Konsumpcja 2010 - ok. 9 mld m³.
- Import – 98% (Rosja ponad 5 mld m³; Norwegia 3 mld m³; Niemcy 0,6 mld m³).
- Import - głównie umowy długoterminowe z Gazprom Export (RWE Transgas i VEMEX). Rośnie ilość krótkoterminowych (Norwegia, Niemcy, Austria; istotna rola kryzysu z 2009).
- Import
 - 2006: tylko RWE Transgas;
 - 2010: RWE Transgas 72,6% rynku; VEMEX (5,8%), SPP CZ (5%); United Energy Trading (4,9%); plus kilkanaście niewielkich firm.
- Obrót paliwem gazowym prowadzony lokalnie, „przez” spółki dystrybucyjne.
- RWE traci rynek w tempie szybszym, niż w imporcie: 28 spółek RWE ok. 1/3 rynku na koniec 2010 (w 2011 – ok. 50% - prognoza).
- Klucz – cena gazu.
- Od 2010 – OTE prowadzi giełdę gazu.
- Platforma do handlu mocami przesyłowymi – praktycznie brak obrotu.



Źródło: Oldřich Petržilka President, Ceska Plynarenska Unie
V4 CENTRAL EUROPEAN GAS CONGRESS, 2011

- Zmiany w umowach: 30-dniowy termin wypowiedzenia, „dopasowanie” do klienta”.
- Usługa przesyłu i dystrybucji „podaża za klientem”.
- Nie ma problemu z transportem gazu przy zmianie dostawcy (dobrze rozbudowana infrastruktura – sieci, dystrybucja i magazyny).
- Urząd Antymonopolowy nakłada kary na RWE i doprowadza do zmian umów (PMG).

Slovenský plynárenský priemysel (SPP) – dominujący podmiot rynku słowackiego

- SPP, pionowo zintegrowany, państwowy monopolista gazowy, został częściowo sprywatyzowany w roku 2002– 49% jej akcji nabyło konsorcjum Slovak Gas Holding B.V. (E.ON Ruhrgas i Gaz de France). Pozostałe 51% akcji jest w rękach rządu Słowacji (poprzez Fond národného majetku).
- W 2006 roku nastąpiło prawne rozdzielenie poszczególnych obszarów działalności. Powstały : SPP–distribúcia (dystrybucja gazu, ale też bilansowanie – jedna strefa dla całego kraju) i SPP-preprava a.s. (przesył).
- W styczniu 2008 SPP-preprava zmieniła nazwę na Eustream, a.s. Jest to jedyny OSP na Słowacji.
- SPP-distribúcia prowadzi działalność na terenie całego kraju.
- Dziś Grupa SPP działa w obszarach: przesyłu i dystrybucji gazu, obrotu paliwem gazowym, stacji paliw (sieć CNG) oraz geotermii. Prowadzi też działalność charytatywną i proekologiczną (Ekofond).
- Obrót paliwem gazowym dokonywany jest w ramach SPP.
- Nafta Gbely zajmuje się wydobyciem ropy naftowej i gazu ziemnego na Słowacji oraz magazynowaniem gazu.
- Pozagas Malacky i SPP Bohemia – magazynowanie gazu (na Słowacji i w Czechach).
- SPP CZ – obrót gazem ziemnym na rynku czeskim.

- Pełna liberalizacja rynku w 2007 roku (2005 – uwolnienie dla dużych klientów).

Eustream - jedyny słowacki OSP

- Eustream, jako jedyny OSP na Słowacji, świadczy usługi w zakresie tranzytu gazu i przesyłu wewnątrz kraju.
- 5 równoległych nitek gazociągu tranzytowego. Przepustowość – ok. 100 mld m³/rok (w tym możliwość eksportu 93-94 mld m³/rok).
- Oprócz punktów „granicznych” - jeden, wirtualny „punkt krajowy”, będący odzwierciedleniem wszystkich punktów wejścia i wyjścia do sieci dystrybucyjnej i magazynów gazu.
- Taryfa entry/exit.
- Platforma internetowa do obrotu wtórnego mocami przesyłowymi – brak obrotu.



Źródło: SPP

Nowe projekty - brak. Dwa otwarte „open season” :

- w 2010 z FGSZ, na budowę interkonektora z Węgrami (Veľký Krtíš – Vecsés) zakładając, iż zakończenie budowy nastąpi w roku 2014; z uwagi na małe zainteresowanie projekt nie wszedł w dalszą fazę.
- w styczniu 2011 Eustream podpisał list intencyjny z Gaz-System w sprawie budowy interkonektora (do 5 mld m³ przepustowości rocznej) do Veľké Kapušany. Decyzja o ogłoszeniu „open season” w 2012 roku.

Słowacja - import i obrót gazem

Źródło: SPP Annual Report 2010

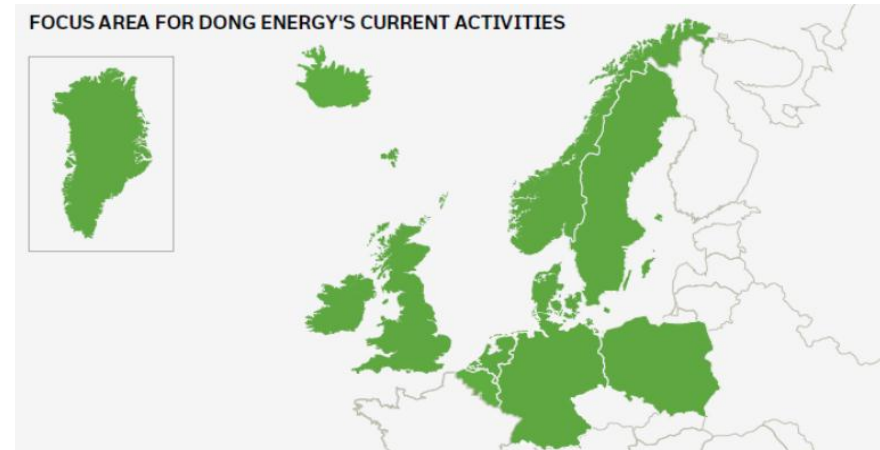
- Konsumpcja 2010 - ok. 5,6 mld m³.
- Import – 98% (głównie Rosja, ostatnio również Czechy).
- Import do 2008 roku tylko SPP. Dziś: głównie SPP (umowa długoterminowa z Gazprom Export, 6,5 mld m³ rocznie), ale też RWE Gas Slovensko (z Rosji lub Niemiec, 0,6 mld m³/r); ok. 3% importu - inne spółki, w transakcjach krótkoterminowych (gaz z Niemiec).
- Obrót paliwem gazowym – dominacja SPP (84,9% rynku). SPP – jedyna taryfikowana „cena” gazu dla gospodarstw domowych.
- Od 2009 - cztery spółki obrotu (nie podlegają taryfikowaniu). Głównie w segmencie dużych konsumentów przemysłowych: RWE Gas Slovensko (2010: 13,1% rynku), SHELL Slovakia, VNG Slovakia, Lumius Slovakia. Ponadto około 20 małych firm.
- Klucz do konkurencji – cena gazu.

	Wielkość sprzedaży (mld m ³ /rok)	Udział SPP w rynku (%)
2008	5,88	97%
2009	5,04	93%
2010	4,66	82%

- Usługa przesyłu i dystrybucji „podąża za klientem”.
- Nie ma problemu z transportem gazu przy zmianie dostawcy (dobrze rozbudowana infrastruktura – sieci, dystrybucja i magazyny).
- Magazyny „w rękach SPP”: Nafta Gbely (40% E.ON Ruhrgas, 56% SPP), a Pozagas Malacky (30% Gaz de France, 35% Nafta Gbely, 35% SPP), ale „równy” dostęp dla wszystkich.

DONG Energy- dominujący podmiot rynku duńskiego

- Do 2010 jedyny „fizyczny” dostawca gazu na rynek duński (kupno z M. Północnego całego produkowanego „duńskiego” gazu).
- Do 2004 roku 2/3 rynku dostaw paliwa do klientów końcowych (reszta – dystrybutorzy lokalni).
- PMG Stenlille (0,6 mld m³, drugi magazyn sprzedany – warunek Regulatora).
- Gas Release Programme (GRP) – sprzedaż 10 x 0,4 mld m³ rocznie w latach 2005-10 (swap-y z okolicznymi rynkami); wprowadzenie programu było jednym z warunków dokonania przejęcia przez DONG Energy podmiotów rynku energii elektrycznej.
- Wydobywanie ropy i gazu na wodach Danii, Norwegii i Wlk. Brytanii.
- Produkcja i sprzedaż energii elektrycznej (53% rynku krajowego) i ciepła (35%). Ważna rola energii odnawialnej – wiatr i bio.
- Udział w runku - sprzedaż do odbiorców końcowych - gaz: 28%; energia elektryczna: 27%.
- Ekspansja również terytorialna – gaz i energia na rynki sąsiednie..



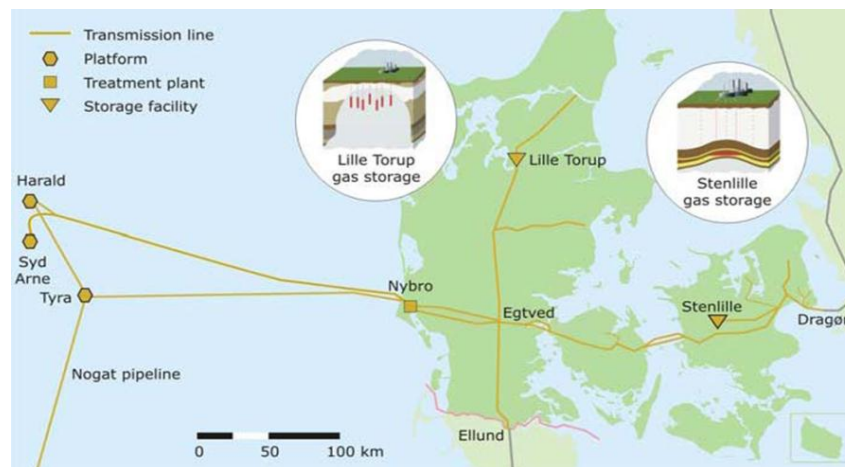
- Rozwój tradingu na rynkach europejskich (efekt wydobycia i GRP).
- Dominujący dostawca w pd. Szwecji.
- Sprzedaż rynków „niekluczowych” (Grecja, Hiszpania, Portugalia).
- Uwolnienie rynku – 2004 (cały rynek).

Energinet.dk - jedyny duński OSP

- Energinet.dk powstał w 2005 roku, po połączeniu gazowego OSP – Gastra, z OSP dla energii elektrycznej – Eltra i Elkraft.
- Długość sieci przesyłowej (2009) - 860 km.
- Właściciel PMG Lille Torup.
- Rynek odizolowany, brak możliwości importu gazu zmiana po 2014 – rozbudowa Ellund (0,7 mld m³).
- Odpowiedzialny za bilansowanie (dzienne), jedna strefa.
- Taryfa entry/exit. Przydział przepustowości – kto pierwszy,...
- W przesyśle tylko DONG Energy lub nabywcy gazu od DONG Energy.

Nowe projekty:

- rozbudowa Ellund (gazociąg Ellund –Egtved + zwiększenie ciśnienia).



Źródło: Energinet.dk

- Punkty wejściowe – z wydobywania, produkcji biogazu i wirtualny rewers w Ellund; wyjściowe - punkty eksportowe.
- Ponadto jeden punkt wejściowy dla biogazu i wirtualny punkt wyjściowy do dystrybucji.
-

Dania - wydobywanie, eksport/import i konsumpcja

- Konsumpcja 2010 - ok. 5,0 mld m³ (10% wzrost yoy).
- Rynek w pełni samowystarczalny (ale tylko do 2022) – produkcja z M. Północnego 2010 – 8,1 mld m³.
- Nadwyżki gazu eksportowane do Szwecji, Niemiec i Holandii (2010 - 3,5 mld m³).
- Kontrakty importowe DONG Energy: z Gazprom Export: 18- i 20 letni, po 1 mld m³) i Iberdrolą (1 mld m³ - LNG z Rotterdamu).
- Gaz wydobywany głównie przez DUC (A.P. Moller-Mærsk, 39%; Shell, 46%; Chevron, 15%); pozostałe pola należą do DONG Energy, Hess i kilku mniejszych spółek.
- Od X 2011 DUC ma swobodę w sprzedaży gazu.



Dania - dystrybucja i obrót

- Trzy spółki dystrybucyjne - DONG Gas Distribution oraz HMN Naturgas Distribution i Naturgas Fyn Distribution (własność samorządów, podmioty większych grup); taryfy dystansowe.
- 13 podmiotów z koncesją na obrót gazem. Dominująca rola DONG Energy Gasforsyning, NGF Gazelle Gasforsyning i HNG Midt-Nord Salg. Pozostali sprzedają to, co „uda się” kupić z DONG Energy (GRP).
- Gosp. domowe z reguły nie zmieniają dostawców. Konkurencja wśród dużych odbiorców – ale zależna od możliwości kupna gazu od DONG Energy (nasili się w roku 2012 – DUC).
- Maksymalny okres umowny – 6 miesięcy (przy braku wyboru – dostawca z urzędu (lokalny dystrybutor, jedyna taryfikowana cena).

- Bardzo szeroka oferta, możliwość dopasowania umowy do profilu zużycia klienta („duzi” – cena zmienna lub stała, indeksowana do giełdy lub ropy, etc.).
- Konkurencja – cena i warunki umowy.

	Wielkość rocznej konsumpcji gazu (m3)	2007	2008	2009
Ilość klientów zmieniających dostawcę (w %)	0 – 5 000 m3	0,5	0,3	0,3
	5 000 – 300 000m3	0,3	0,2	0,2
	> 300 000 m3	0,1	0,1	0,6
	Suma	0,9	0,6	1,1
Wielkość zużycia gazu dla klientów zmieniających dostawcę (w %)	0 – 5 000 m3	0,1	0,1	0,01
	5 000 – 300 000m3	1,1	0,8	0,8
	> 300 000 m3	28,0	15,5	13,1
	Suma	29,9	16,5	14,4

Giełdy - paliwo i moce przesyłowe

- Energinet.dk
 - Balance Transfer Facility – bilansowanie rynku.
 - Obrót mocami przesyłowymi „dnia następnego” na giełdzie trac-x Transport Capacity Exchange.
 - Capacity Transfer Facility – wtórny obrót mocami przesyłowymi.
 - GTF (Gas Transfer Facility) - wirtualny hub; obrót gazem przesyłanym przez shipperów – kontrakty dwustronne. Ponadto sprzedaż gazu w ramach GRP.
 - NPTF (Nord Pool Transfer Facility) – rynek wirtualny, giełda dla gazu przesyłanego przez shipperów.
- Wirtualny punkt tranzytowy, L4H (Link4Hubs), który służy do współpracy systemów gazowych Danii, Niemiec i Holandii (nominacje i rezerwacje mocy przesyłowych na granicach systemów).
- Giełda NordPool Gas – giełda gazowa, kontrakty dzienne (bez spot) i miesięczne, swap-y z Gaspool.
- Gas Release Programme - swap dostaw DONG Energy na rynek duński z dostawami do NBP, ZBT, TTF, NCG i Gaspool. Handel gazem odbywa się na GTF.

Wnioski

Duński model do implementacji w Polsce?

- Rynek najbardziej przypominający Polskę – utrudnione wejście dla nowych podmiotów (zarówno gaz, jak i przesył).
- „Kontrolowana” utrata rynku przez podmiot zasiedziały, rekompensowana przez ekspansję w nowe obszary działalności biznesowej i wyjście na rynki krajów ościennych.
- Utrata kontroli nad krajowym wydobyciem gazu doprowadziła do poszukiwań innych źródeł (kontrakty i wydobycie).
- Rozwój tradingu i inwestycje międzynarodowe pozwalają na skuteczną konkurencję (w wybranych obszarach) z firmami zasiedziałymi tych rynków.
- Dopasowana do potrzeb i oczekiwań klientów oferta pozwala na skuteczną konkurencję na rynku krajowym (w wybranych obszarach).
- Duża ilość „krajowego” gazu prowadzi do rozwoju różnorodnych giełd gazowych.



Wnioski

- Interwencja w relacje kontraktowe pomiędzy sprzedawcą (PGNiG) a:
 - w pierwszej fazie kupującym znaczne wolumeny gazu klientem (firmą dystrybucyjną, odbiorcą przemysłowym, producentem energii, itp.)
 - w drugim etapie – wszystkich klientów
- odnoszącą się do kwestii:
- Rozdzielenia przesyłu i dystrybucji od obrotu – zakaz umów kompleksowych, który pozwoli na przykład wprowadzić zasadę „moce przesyłowe podążają za kupującym” (capacity goes with customer).
- Długości trwania kontraktów na dostawy gazu – poprzez wprowadzenie ograniczenia czasu trwania dla dotychczasowych umów długoterminowych dla dużych klientów np. dla dostaw powyżej 50% całości zapotrzebowania danego podmiotu kontrakt nie może być dłuższy niż dwa lata, dla 80% nie dłuższy niż rok, itd., lub w wersji bardziej drastycznej ustawowe ograniczenie czasu obowiązywania wszystkich umów na dostawy gazu do 6, 12 lub 24 miesięcy (wariant duński) dla wszystkich klientów. W bardziej negatywnym scenariuszu limity czasu trwania dla umów długoterminowych mogą obowiązywać tylko firmę dominującą na rynku, w tym przypadku PGNiG.
- Ograniczeń w obrocie kupowanym surowcem i mocami przesyłowymi – zniesienie wszelkich klauzul zakazujących odsprzedaży gazu, wprowadzenie zasady „moce przesyłowe podążają za kupującym”.
- Ograniczenie konieczności (lub wprost zakaz dyskryminowania firmy importującej paliwo gazowe do dalszej odsprzedaży) magazynowania określonych ilości gazu ziemnego – zwolnienie wszystkich nowych dużych klientów prócz PGNiG z konieczności magazynowania surowca

Dziękuję za uwagę 😊



andrzej.sikora@ise.com.pl



O Instytucie Studiów Energetycznych



**Instytut Studiów Energetycznych (ISE)
jest polską firmą konsultingową
wyspecjalizowaną w doradztwie
dla sektora
naftowo-gazowego-energetycznego
oraz ciężkiej chemii.**

**Oferta na:
www.ise.com.pl**

**ul. Śniadeckich 17
00-654 Warszawa
tel.: +48 (22) 629.97.46
fax/tel: +48 (22) 621.74.88**

