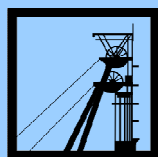


29 maja 2009

Komentarz specjalny

Górnictwo węgla

Polska

Free float

32,34%

Struktura akcjonariatu po emisji akcji serii C

Skarb Państwa	65,50%
Elektrownia Kozienice	1,43%
Akcje nowej emisji	32,34%

Pozostali

0,73%

Strategia dotycząca sektora

Ponad 50% energii elektrycznej w Polsce jest wytwarzana w oparciu o węgiel kamienny. Nowe projekty inwestycyjne w energetyce również opierają się na węglu. Wydobycie w kopalniach śląskich corocznie obniża się. Czynniki te powodują, że jako jeden z tańszych producentów LW Bogdanka nie będzie miała problemu ze zbytem produkcji, również z uruchamianego obecnie nowego pola górniczego.

Profil spółki

LW Bogdanka jest jedną z największych i najefektywniejszych pod względem jednostkowego kosztu produkcji kopalń węgla energetycznego w Polsce. W 2008 roku, przy sprzedaży węgla na poziomie 5,5 mln ton, udział spółki w krajowej produkcji wyniósł 6,6% a w przypadku dostaw do energetyki zawodowej 10,8%.

Ważne daty

29.05 - Publikacja przedziału cenowego
1-5.06 - Zapisy w transzy indywidualnej i pracowniczej
4-5.06 - Budowa księgi popytu
05.06 - Ostateczna cena emisyjna
08-10.06 - Zapisy w transzy instytucjonalnej
19.06 - Przydział akcji

LW BOGDANKA

Kopalnia inne niż wszystkie

Operująca w zagłębiu lubelskim (wschodnia część polski) LW Bogdanka jest jedną z największych i najefektywniejszych pod względem jednostkowego kosztu produkcji kopalń węgla energetycznego w Polsce. Spółka dostarcza na rynek węgiel, którego parametry (kaloryczność, zasiarczenie) spełniają wymogi branży energetycznej, do której trafia ponad 80% sprzedaży. W Polsce 56% energii produkowane jest z węgla kamiennego, a kolejne 36% z węgla brunatnego. W 2008 roku, przy sprzedaży węgla na poziomie 5,5 mln ton, udział spółki w krajowej produkcji węgla kamiennego wyniósł 6,6%, a w przypadku dostaw do energetyki zawodowej 10,8%. W Polsce w perspektywie najbliższych 20 lat dla produkcji energii w oparciu o węgiel nie ma realnej alternatywy.

Przy jednostkowym koszcie produkcji (2008) na poziomie 144 PLN/t LW Bogdanka jest jednym z najtańszych producentów w kraju (średnia dla polskich kopalń to 222,6 PLN/t). Trudna sytuacja śląskich kopalń, dostarczających 80% krajowego zapotrzebowania (spadające wydobycie i brak inwestycji w przyszłą eksplorację, rosnące bariery technologiczno-geologiczne, eskalacja żądań płacowych) a w efekcie szybko rosnące koszty (245 PLN w pierwszych miesiącach 2009) są szansą dla LW Bogdanka. Obecnie spółka sprzedaje węgiel poniżej kosztu wytworzenia węgla na Śląsku, co zasadniczo ogranicza ryzyko pogorszenia wyników a stanowi potencjał do ich poprawy w przyszłości.

W najlepszym scenariuszu dla kopalń śląskich (utrzymanie *break even*) wraz z prawdopodobnym wzrostem cen ropy wzrośnie cena węgla ARA (obecnie niższa niż z krajowego wydobycia) i kopalniom uda się utrzymać obecne wysokie ceny. Dla LW Bogdanka oznacza to zysk na każdej sprzedawanej tonie na poziomie co najmniej 50 PLN. W scenariuszu alternatywnym (bardziej prawdopodobnym), spadek cen (-10-20%) krajowego wydobycia oznacza wysokie straty kopalń, niepokoje społeczne i konieczność zamknięcia części produkcji (szacuje się, że ok. 20 mln ton z 84 mln łącznej produkcji jest trwale nierentowna). Mając na uwadze kasus polskich stoczni jest mało prawdopodobne, żeby rząd zdecydował się na pomoc publiczną dla zagrożonych kopalń. Dla LW Bogdanka oznacza to łatwość zbytu węgla z Pola Stefanów. Biorąc pod uwagę rosnący udział importu w krajowej konsumpcji ceny węgla z polskich kopalń powinny ściślej wiązać się z cenami ARA.

Michał Marczak

(48 22) 697 47 38

michal.marczak@dibre.com.pl

Kamil Kliszcz

(48 22) 697 47 06

kamil.kliszcz@dibre.com.pl

www.dibre.com.pl



Biorąc to po uwagę, w 2004 roku Zarząd rozpoczął realizację inwestycji, której celem jest podwojenie mocy produkcyjnych kopalni (eksploatacja złoża Stefanów). Spółka wydała już na ten cel ponad 466,5 mln PLN, a koszty inwestycji obciążają już bieżące i historyczne wyniki spółki. Pierwsza ściana wydobywcza zostanie uruchomiona w 2011 roku (wzrost produkcji do 7,8 mln ton), a pełne wydobywanie projekt osiągnie w roku 2014. Obok zwiększenia mocy produkcyjnych inwestycja pozwoli na 20% obniżenie jednostkowego kosztu produkcji. Zasoby operatywne węgla objęte posiadaną przez LW Bogdanka koncesją zapewniają wydobywanie na poziomie 11,1 mln ton do roku 2034 a przy użyciu nowoczesnej technologii strugowej, którą spółka obecnie wdraża - do roku 2043.

W Polsce około 40% zainstalowanej mocy ma już ponad 30 lat i w ciągu najbliższych 15-20 lat będzie musiało być wycofane z eksploatacji. Oznacza to konieczność odtworzenia około 14 GW mocy wytwórczych (w tym 12 GW w węglu kamiennym), co może kosztować w zależności od rodzaju paliwa od 15 do 20 mld EUR. Ważnym aspektem z punktu widzenia kopalni w Bogdancie jest to, iż znaczna część już rozpoczętych lub zapowiadanych inwestycji wykorzystujących węgiel jako paliwo ma być zlokalizowana właśnie w zasięgu handlowym spółki. Co ważne część z nich (bloki w Kozienicach, Ostrołęce czy EC Siekierki) ma dużą szansę na zakwalifikowanie się na „darmowe” uprawnienia wynikające z pakietu klimatycznego, gdyż procesy inwestycyjne już trwają. Oznacza to, że popyt na surowiec we wschodniej Polsce wzrośnie w perspektywie 2014-15 roku znacznie bardziej niż podaż z Bogdanki w związku z uruchomieniem Pola Stefanów.

Wyniki spółki w ostatnich dwóch latach jak również prognozowane na okres 2009-2011 uwzględniają koszty związane z realizacją projektu inwestycyjnego pola Stefanów. Dodatkowo w roku 2009 spółka zaksięguje jednorazowy koszt w wysokości 36 mln PLN premii dla pracowników, którzy nie uzyskają akcji pracowniczych. Po roku 2011 oczekujemy skokowego wzrostu EBITDA, wynikającego z uruchomienia pierwszej ściany wydobywczej w polu Stefanów oraz zmniejszenie kosztów związanych z projektem (OPEX, spadek jednostkowego kosztu produkcji). Pełną zyskowność związaną z zakończeniem inwestycji spółka powinna uzyskać w roku 2014.

Emisja akcji i jej cele

Spółka zamierza wyemitować 11 mln akcji serii C o wartości nominalnej 5 PLN. Wpływy z emisji, szacowane na 450 mln PLN zostaną przeznaczone na dokończenie rozbudowy kopalni w obszarze górniczym Stefanów - zgodnie z przyjętą przez spółkę strategią na lata 2009-2015. W wyniku realizowanego procesu inwestycyjnego zdolności wytwórcze LW Bogdanka wzrosną z obecnych 5,5 mln ton węgla rocznie do 11,1 mln ton w roku 2014. Realizacja programu pozwoli jednocześnie na wzrost efektywności wydobycia, czego efektem będzie spadek jednostkowego kosztu produkcji.

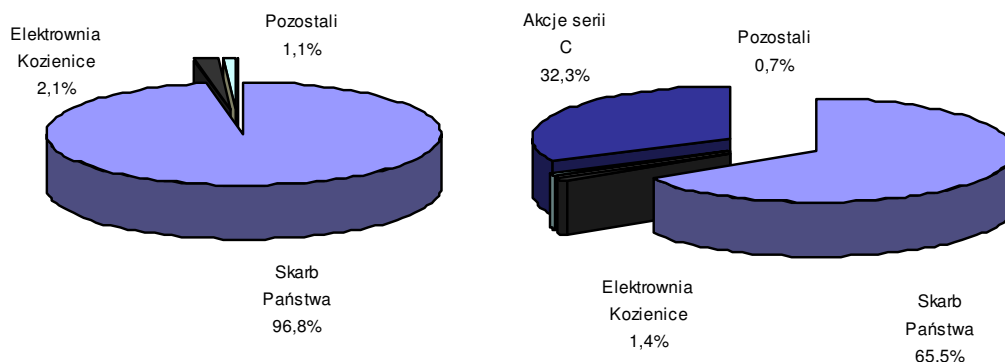
Środki pozyskane z emisji akcji zostaną przeznaczone na sfinansowanie m.in.:

- Budowy szybu wydobywczo-wiertniczego – 53,4 mln PLN.
- Rozbudowę Zakładu Przeróbki Mechanicznej Węgla (zwiększenie zdolności przerobowych z 1,2 tys. ton/h do 2,4 tys. ton/h, budowa układu transportu z pola Stefanów, rozbudowa składowiska węgla) – 319,7 mln PLN.
- Pozostałych inwestycji w infrastrukturę techniczną Pola Stefanów (obiekty budowlane, klimatyzacja części podziemnej) – 61,6 mln PLN.
- Rozbudowę układu torowego stacji Bogdanka – 10,1 mln PLN.

Pozostałe wydatki inwestycyjne związane z eksploatacją pola Stefanów zostaną sfinansowane ze środków własnych spółki oraz długu. Szczegółowe informacje dotyczące planowanych inwestycji i ich efektów zostały opisane w dalszej części raportu.

W wyniku przeprowadzonej emisji kapitał akcyjny spółki zwiększy się do 301,2 mln PLN. Udział w kapitale akcjonariuszy obejmujących akcje serii C wyniesie 32,34%, przy 65,5% udziale Skarbu Państwa. W akcjonariacie spółki znajduje się również Elektrownia Kozienice (1,43% - po rozwodnieniu). Pozostali akcjonariusze kontrolować będą 0,73% akcji.

Struktura akcjonariuszy przed i po emisji akcji serii C



Źródło: LW Bogdanka

Działalność spółki

Operująca w zagłębiu lubelskim LW Bogdanka jest jedną z największych i najefektywniejszych pod względem jednostkowego kosztu produkcji kopalń węgla energetycznego w Polsce. Spółka dostarcza na rynek krajowy węgiel, którego parametry (kaloryczność, zasiarczenie) spełniają wymogi branży energetycznej, do której trafia ponad 80% sprzedaży. W 2008 roku, przy sprzedaży węgla na poziomie 5,5 mln ton, udział spółki w krajowej produkcji węgla kamiennego wyniósł 6,6%, a w przypadku dostaw do energetyki zawodowej 10,8%.

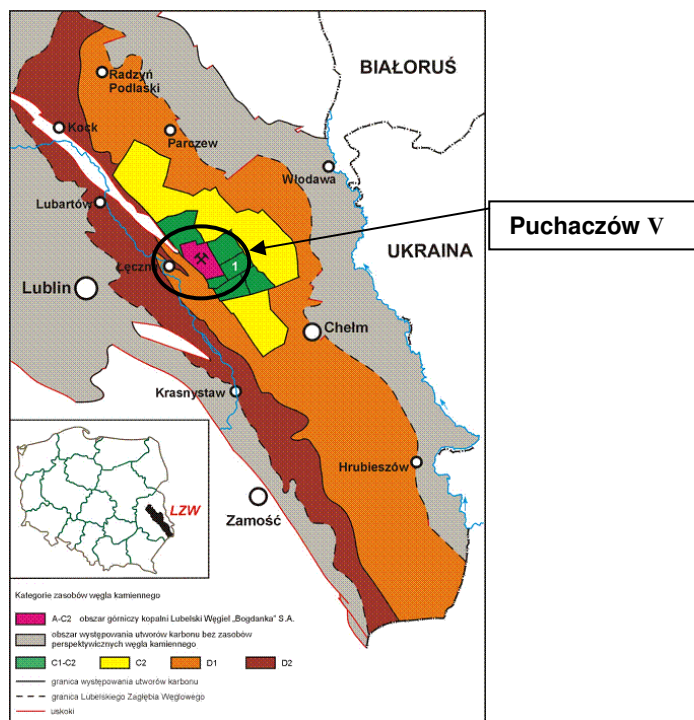
Przy jednostkowym koszcie produkcji (2008) na poziomie 144 PLN/t (MSR, obliczenia własne) LW Bogdanka jest jednym z najtańszych producentów w kraju (średnia dla polskich kopalń to 222,6 PLN/t, PSR). Zarząd rozpoczął realizację inwestycji, której celem jest podwojenie mocy produkcyjnych kopalni (eksploatacja złoża Stefanów). W latach 1999-2008 spółka wydała już na ten cel 520 mln PLN, a koszty inwestycji obciążają bieżące wyniki spółki. Pierwsza ściana wydobywcza zostanie uruchomiona w 2011 roku (wzrost produkcji do 7,8 mln ton), a pełne wydobywanie projekt osiągnie w roku 2014 (11,1 mln ton).

Zasoby operatywne węgla objęte posiadaną koncesją zapewniają spółce wydobywanie na poziomie 11,1 mln ton do roku 2034. Zasoby operatywne wzrosną z chwilą zastosowania przez LW Bogdanka technologii strugowej wydobywania, która umożliwi efektywny kosztowo urobek złoża na poziomie 1,2 m.

Zasoby węgla w zagłębiu lubelskim

- Od kwietnia 2008 roku spółka rozszerzyła obszar górniczy zwiększając zasoby operatywne węgla do 260 mln ton.
- Wprowadzenie w przyszłości technologii strugowej urobku – umożliwiającej efektywne kosztowo wybieranie cienkich pokładów dodatkowo zwiększa zasoby operatywne.
- W obszarze zagłębia lubelskiego dostępne są kolejne pola górnicze, mało realne wejście innego podmiotu zajmującego się wydobywaniem.

Obszar górniczy w zagłębiu lubelskim



Źródło: LW Bogdanka

Do kwietnia br. koncesja wydobywcza jaką posiadała spółka obejmowała obszar górniczy (Puchaczów IV) o powierzchni 57 km², którego zasoby operatywne węgla kamiennego, skoncentrowane na trzech polach: Bogdanka, Nadrybie (obecnie eksploatowane) i Stefanów (trwają prace związane z przygotowaniem pola do eksploatacji), wynosiły 96 mln ton. Przy dotychczasowym rocznym wydobyciu na poziomie 5,5 tys. ton zasoby wystarczały na 17 lat eksploatacji. W kwietniu br. spółka uzyskała nową koncesję rozszerzającą obszar górniczy o południową część pola Stefanów (Puchaczów V) do 73 km² i zwiększyła zasoby operatywne węgla do 260 mln ton. Przy planowanym docelowo wydobyciu na poziomie 11,1 mln ton rocznie zapewnia spółce dostępność złóż na 25 lat.

Szacowane zasoby operatywne węgla dotyczą pokładów do głębokości 1 100 metrów pod powierzchnią o grubości pokładu powyżej 1,2 metra, co determinuje technologia wydobycia jaką obecnie dysponuje spółka (technika kombajnowa). W związku z planami zastosowania technologii strugowej, która obok zwiększenia efektywności wydobycia, umożliwia eksplorację złóż o niższej grubości (nawet 1,2 metra), zasoby operatywne powinny dodatkowo zwiększyć się.

Wspomniane zasoby stanowią mniejszą część złóż węgla jakie znajdują się w basenie węglowym zagłębia lubelskiego (mapa powyżej). W perspektywie najbliższych lat Zarząd rozważa wykup dokumentacji geologicznej i rozpoczęcie procesu rozszerzenia obszaru górniczego (Puchaczów VI), którego dodatkowe zasoby operatywne szacowane są na 300 mln ton. W tym celu spółka musi uzyskać koncesję wydobywczą obejmującą nowe obszary górnicze.

Naszym zdaniem jest mało prawdopodobne, żeby w regionie powstała inna kopalnia węgla, która stanowiłaby dla Bogdanki konkurencję. Z punktu widzenia nowego podmiotu górniczego w regionie, inwestycja oznacza konieczność poniesienia gigantycznych nakładów na zbudowanie infrastruktury górniczej na powierzchni i pod ziemią. W przypadku LW Bogdanka „tylko” rozszerzenie obszaru górniczego (przy wykorzystaniu infrastruktury już istniejącej na powierzchni oraz szybu 2.1, nad którym prace rozpoczęły się w latach ‘90) oznacza to wydatek na poziomie ok. 1,5 mld PLN. W tym kontekście wydaje się nierealne, żeby nowy podmiot był konkurencyjny cenowo z LW Bogdanka. Ponadto dużym problemem byłoby pozyskanie wykwalifikowanych pracowników (LW Bogdanka zaczęła zatrudniać nowych pracowników – w celu przyuczenia - do eksploatacji pola Stefanów już w roku 2006). Nowy podmiot musiałby uzyskać niezbędną koncesję, która nakłada obowiązek uruchomienia produkcji po trzech latach od jej uzyskania.

Konkurencyjność węgla z Bogdanki

- Bogdanka kieruje swoją ofertę przede wszystkim do energetyki zawodowej (miały węglowe stanowią 93% sprzedaży, podczas gdy np. w Kompanii Węglowej stanowią około 80%).
- Pod względem kaloryczności i granulacji produkt LWB jest w pełni konkurencyjny i plasuje się dokładnie na poziomie średniej dla węgla krajowego wykorzystywanego w produkcji energii.
- Zawartość siarki w węglu z Bogdanki jest wyższa niż średnia rynkowa (1,2% vs. 0,9%), co skutkuje kilkuprocentowym dyskontem w relacji do surowca niskozasiarczonego. W przyszłości istnieje ryzyko zwiększenia tego dyskonta, co będzie zależało od ceny uprawnień emisyjnych SO_x, handel którymi zostanie w Polsce uruchomiony w tym roku.
- Bogdanka: bliskość dużych odbiorców (EL.Kozienice, EL.Ostrołęka, EL.Połaniec, EC Puławy, EC Siekierki) i wynikające z tego renta geograficzna (niższe koszty transportu kolejowego, brak kosztów przeładunkowych w porcie) w kontekście rosnącej konkurencji z importu.
- Dotowanie kopalń śląskich przez budżet państwa może zwiększać ich konkurencyjność i pozwalać na okresowe zaniżanie cen (w latach 2006-08 łączne środki budżetowe wykorzystane na restrukturyzację sektora przekroczyły 1,2 mld PLN).
- Spółka zapewnia wysoką jakość węgla (stałe parametry energetyczne) i stabilność dostaw – elementy kluczowe do zakładów energetycznych

Kaloryczność i granulacja

Głównymi parametrami klasyfikującymi rodzaj węgla i jego atrakcyjność z punktu widzenia odbiorcy oraz decydującymi o cenie surowca są kaloryczność oraz poziom granulacji. Około 80% rynku węgla energetycznego w Polsce stanowią tzw. sortymenty miałowe (granulacja 0-

20 mm), którego wartość opałowa waha się w granicach 18-30 MJ/kg (średni poziom kaloryczności węgla spalanego w polskiej energetyce zawodowej wynosi około 21,55 MJ/kg). Kopalnia w Bogdance, w sprzedaży której miał energetyczny stanowi około 93% wolumenu (zdecydowanie więcej od średniej sektora z uwagi na właściwości fizyczno-chemiczne węgla oraz pełną mechanizację), oferuje surowiec o wartości opałowej 20-22 MJ/kg, tak więc w pełni odpowiadający wymaganiom elektrowni i elektrociepłowni. Warto w tym miejscu zaznaczyć, że popyt na węgiel o wyższym poziomie kaloryczności pochodzi przede wszystkim od producentów posiadających kotły nadkrytyczne, które pozwalają na efektywne spalanie tego droższego paliwa (wyższa sprawność). Na razie jednak większość popytu koncentruje się na paliwie o wartości opałowej 20-22 MJ/kg i w tym kontekście oferta Bogdanki jest w pełni konkurencyjna na rynku jeśli chodzi o te parametry (podobnie sytuacja wygląda jeśli chodzi o zawartość popiołów). Warto w tym miejscu zwrócić uwagę, że średnia kaloryczność węgla wykorzystywanego przez polską energetykę jest istotnie niższa od tej oferowanej przez surowiec z Rosji, czy portów ARA (tam średnia wartość opałowa to 25-26 MJ/kg). W tym kontekście węgiel z importu, choć bardziej energetyczny (i jednocześnie wyraźnie droższy w przeliczeniu na tonę), to jego zakup ze względu na specyfikę kotłów w polskich elektrowniach wiąże się z koniecznością mieszania z gorszym surowcem (pozwala to na efektywne jego spalanie). Dodatkowym atutem Bogdanki, przede wszystkim w relacji do producentów rosyjskich, jest także pełna kontrola kaloryczności transportów węglowych. Węgiel rosyjski choć średnio ma wartość opałową wysoką, to ze względu na brak zakładów mechanicznej przeróbki przy kopalniach, jakość poszczególnych jego transportów może się istotnie różnić, co utrudnia elektrowniom utrzymanie stałej najbardziej efektywnej mieszanki paliwa.

Zawartość siarki

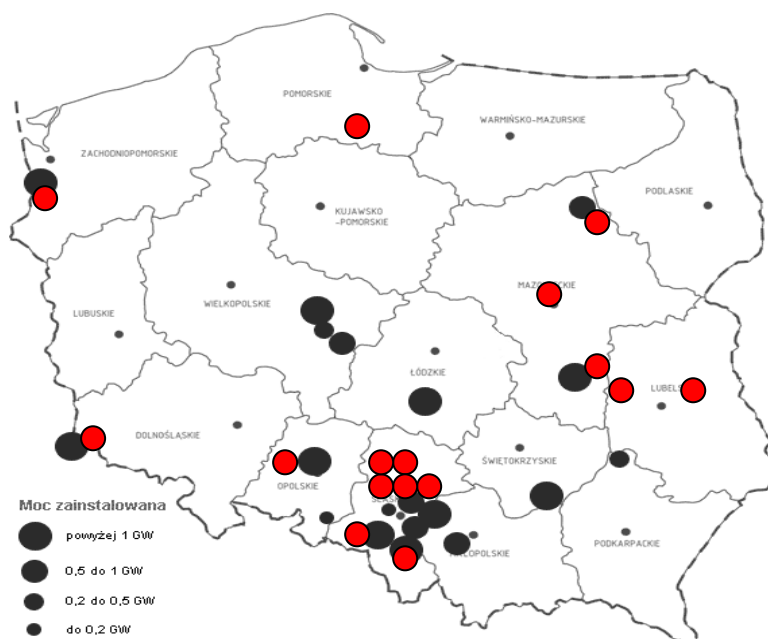
Zawartość siarki w paliwie ma z punktu widzenia klienta również znaczenie niezwykle istotne, co wynika z wprowadzonych w 2008 roku obniżonych limitów na emisję SO_x. Według tej nowej normy UE dozwolony poziom zanieczyszczeń został ustalony na poziomie 400 Mg/m³ wobec wcześniejszego 2350 Mg/m³. Większość podmiotów zobowiązanych do spełnienia tych parametrów przygotowała się już do tych zmian poprzez inwestycje w instalacje odsiarczania spalin (IOS) przynajmniej na części bloków, co umożliwiło kontynuowanie produkcji i spełnienie średnich dopuszczalnych norm (w zależności od efektywności IOS do spełnienia norm emisji wystarcza pokrycie odsiarczaniem od 85% do nawet 65% zainstalowanej mocy. W wielu przypadkach elektrownie, aby sprostać limitom zmniejszały również zakupy węgla bardziej zasiarzonego na rzecz tego o mniejszej zawartości siarki. Z punktu widzenia kopalni nowe regulacje emisji w związku z tym także miały duże znaczenie, gdyż wpłynęły na zróżnicowanie cen węgla (obecnie dyskonto za wyższe zasiarczenie wynosi około kilku %). Polskie górnictwo oferuje surowiec o zasiarczeniu od 0,6% do 1,5%, ale najwięcej surowca (około połowa zasobów) mieści się w granicach 0,8-1,0. Na tym tle surowiec z Bogdanki wypada mniej korzystnie, gdyż zawiera około 1,2% siarki. Między innymi z tego właśnie powodu niektóre elektrownie odbierające surowiec z LWB, mimo konkurencyjności logistycznej, nie są w stanie w większym stopniu zaopatrywać się w surowiec z lubelskiego zagłębia (abstrahując od kwestii dywersyfikacji dostawców). Oprócz dyskonta cenowego, nie przekłada się to jednak na ograniczenie sprzedaży, gdyż większość głównych klientów Spółki posiada instalacje umożliwiające korzystanie w dużym stopniu z węgla z Bogdanki. W najbliższym czasie w związku z uruchomieniem handlu nadwyżkami uprawnień SO_x (projekt ustawy w tej kwestii przygotowuje resort środowiska) może jednak zmienić się dyskonto na węglach zasiarzonych, a będzie to zależało właśnie od rynkowych cen tych certyfikatów, które mogą rosnąć w następnych latach w związku z harmonogramem zmniejszania zagregowanej emisji SO_x dla Polski (traktat akcesyjny do UE nakazuje nam zmniejszenie zanieczyszczenia do 454 tys. ton w 2008 roku, 426 tys. ton w 2010 roku i 358 tys. ton w 2012 roku). Trudno jednak w tej chwili oszacować ile dokładnie może zmienić się ten dyferencjał.

Logistyka

Przewaga logistyczna to obok jakości produkowanego węgla, główny czynnik decydujący o możliwościach sprzedażowych i konkurencyjności na rynku węgla energetycznego. Większość polskich mocy energetycznych zlokalizowana jest na Śląsku i w zachodniej części kraju, tak więc znajdują się one poza konkurencyjnym zasięgiem handlowym LW Bogdanka. W „sąsiedztwie” Spółki znajdują się jednak 3 duże elektrownie węglowe i kilka elektrociepłowni, których popyt na surowiec znacząco przekracza możliwości produkcyjne LWB. W stosunku do tych klientów Bogdanka może w pełni korzystać z posiadanej premii geograficznej zarówno w stosunku do Kompanii Węglowej, czy Katowickiego Holdingu Węglowego, jak i potencjalnego importu (porty ARA, węgiel rosyjski). Z punktu widzenia kosztów paliwa przedsiębiorstwa energetycznego ważna jest zarówno cena samego transportu kolejowego w przeliczeniu na tonę, jak i koszty związane z obsługą logistyczną dostaw. Przykładowo Elektrociepłownia Kozienice zużywa na dobę około 14 tys. ton węgla, co oznacza, że dziennie odbiera około 4-7 transportów kolejowych (jeden skład to około 40 wagonów po 60 ton ładowności). Kontrakty długoterminowe w takim przypadku znacząco porządkują logistykę dostaw, co jest ważne w

kontekście odbierania transportu średnio co 3 godziny. W takiej sytuacji, abstrahując od wyższych kosztów transportu kolejowego ze względu na odległość (dla głównych klientów Bogdanki przy obecnym cenniku PKP Cargo różnica ta może sięgać wg. naszych szacunków średnio nawet do 50 PLN/t), dostawy z importu poprzez port w Gdańsku mogą być rozpatrywane jedynie jako uzupełnienie dostaw, a nie jako jeden z głównych kierunków zaopatrzenia. Zapewnienie ciągłości i systematyczności dostaw byłoby bowiem w tym układzie bardzo trudne, szczególnie biorąc pod uwagę specyfikę i koszty usług portowych (zabezpieczenie w odpowiednim czasie miejsc składowych, dopasowanie terminów transportu morskiego i ryzyko kongestii w portach w okresach szczytowego popytu).

Rozmieszczenie największych polskich elektrowni i planowane lokalizacje (●)



Źródło: CIRE, opracowanie DI BRE

Konkurencję w zakresie logistycznym dla Bogdanki stanowią więc naszym zdaniem przede wszystkim kopalnie śląskie, które przez niektóre elektrownie ze wschodniej polski mogą być rozpatrywane jako równorzędny kosztowo dostawca. Dodatkowym zagrożeniem w tym kontekście jest znane z historii dotowanie tych producentów przez rząd poprzez różnego rodzaju formy wsparcia (dokapitalizowanie, umorzenia długu i innych zobowiązań), co okresowo może wpływać na wzrost ich konkurencyjności cenowej (w ostatnich 3 latach budżetowe wsparcie na restrukturyzację sektora przekroczyło 1,2 mld PLN). Znacznym zabezpieczeniem Bogdanki przed realizacją takiego scenariusza jest istotnie wyższa efektywność kosztowa Spółki w relacji do polskich konkurentów (koszt w przeliczeniu na tonę produktu niższy o około 36%), co oznacza niższy poziom ceny zapewniającej break even. Poniżej prezentujemy nasze kalkulacje dotyczące relacji cen węgla z różnych kierunków z punktu widzenia Elektrowni Kozienice.

Analiza kosztów importu węgla rosyjskiego i z portów ARA

	2007	2008	obecnie
Cena węgla CIF ARA w USD/t	86,4	147,1	66,4
Cena węgla CIF ARA w USD/GJ	3,4	5,9	2,6
Kurs USD/PLN	2,77	2,41	3,48
Cena węgla CIF ARA w PLN/GJ	9,5	14,1	9,2
Koszt transportu ARA-Gdańsk w USD/t	4,0	4,0	1,6
Koszt transportu ARA-Gdańsk w PLN/t	11,1	9,8	5,5
Koszt przeładunku w USD/t	4,0	4,0	4,0
Koszt przeładunku w PLN/t	11,1	9,6	13,9
Dodatkowy koszt transportu kolejowego PLN/t	40,0	40,0	40,0
Koszt węgla ARA (E. Kozienice) w PLN/GJ	12,0	16,5	11,6
Cena węgla rosyjskiego FOB Gdańsk USD/t	72,8	133,6	57,5
Cena węgla rosyjskiego FOB Gdańsk USD/GJ	2,9	5,3	2,3
Cena węgla rosyjskiego FOB Gdańsk PLN/GJ	8,0	12,8	8,0
Koszty logistyki PLN/t	51,1	49,6	53,9
Koszt węgla rosyjskiego w PLN/GJ	10,1	14,8	10,1
Cena węgla LWB w PLN/t	163,1	182,8	223,4
Cena węgla LWB w PLN/GJ	7,8	8,7	10,6
Cena węgla polskie kopalnie średnia PLN/t	170,7	214,9	270,0
Cena węgla polskie kopalnie średnia PLN/GJ	7,2	9,0	11,3

Źródło: opracowanie DI BRE

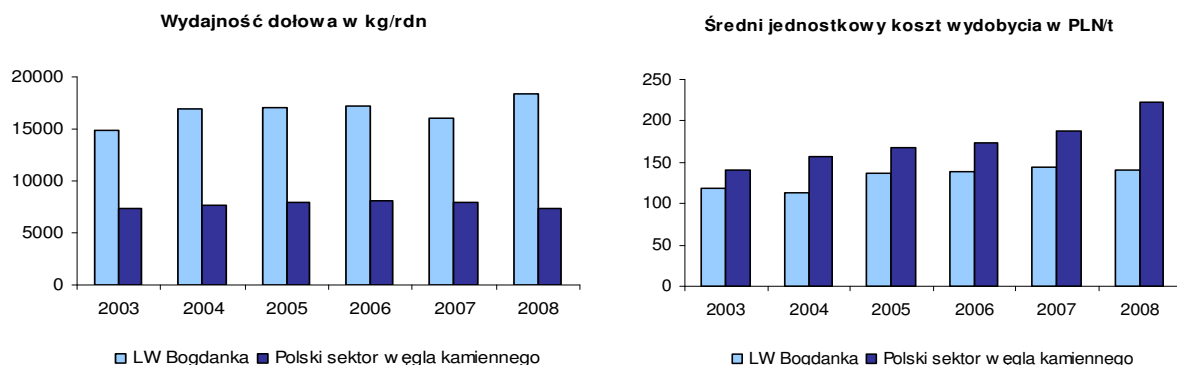
Aktualne parametry makroekonomiczne wskazują, że najatrakcyjniejszy cenowo jest węgiel rosyjski, który oferowany jest z 5% dyskontem w stosunku do LWB. Średnia cena pozyskania węgla z polskich kopalni przy kursie USD/PLN na poziomie 3,48 jest według naszych szacunków już porównywalna z kosztami surowca z portów ARA. Te szacunki tłumaczą w dużym stopniu obecną sytuację na polskim rynku węgla i gwałtowny wzrost importu w ostatnich miesiącach (oczywiście poza kwestią zakontraktowania tych wolumenów w roku 2008). Utrzymanie się światowych notowań węgla na aktualnych poziomach będzie oznaczało bez wątpienia konieczność dostosowania cenników polskich producentów, ale jak ilustruje powyższa tabela korekta w przypadku LWB nie powinna być istotna.

Przewaga kosztowa

Podstawowymi parametrami mierzącymi efektywność wydobywania w kopalni są wydajność ogólna (ilość wydobytego węgla na 1 pracownikodniówkę) oraz wydajność dołowa (ilość wydobytego węgla na 1 robotnikodniówkę). W obu tych wskaźnikach LW Bogdanka znacząco wyróżnia się na tle innych polskich kopalń i systematycznie powiększa tę przewagę (wydajność ogólna wynosi obecnie w LWB 8112 kg/pdn, a dołowa 18415 kg/rdn, tymczasem dla całej branży w Polsce są to odpowiednio 3593 kg/pdn oraz 7338 kg/rdn). Parametry te, w związku ze strukturalnie wysokim udziałem kosztów pracy w działalności górniczej, bezpośrednio przekładają się na wysokość jednostkowego kosztu wydobywania, a więc decydują o rentowności danej kopalni. Na tak widoczną przewagę konkurencyjną Bogdanka pracuje od wielu lat i składają się na nią: motywacyjny system wynagradzania (znacząca różnica kultury korporacyjnej w relacji do kopalń śląskich), optymalne korzystanie z outsourcingu (obniżenie kosztów wydobywania weekendowego i niektórych prac remontowych oraz przygotowawczych, a także uzyskanie większej elastyczności), inwestycje w najwyższej klasy sprzęt, nacisk na nieustanne usprawnianie i przyspieszanie procesów produkcyjnych (również w oparciu o oddolne inicjatywy załogi), a także dbanie o synchronizację produkcji z inwestycjami i pracami przygotowawczymi (zapewnia to pełne wykorzystanie posiadanego potencjału i brak kosztownych przestojów). To właśnie dzięki temu LWB jest w stanie wydobywać węgiel za 141 PLN/t, podczas gdy konkurentów z Górnego Śląska kosztuje to ponad 220 PLN/t. Te wartości warto również przeanalizować w ujęciu przekrojowym, które pokazuje, że w ostatnich 6 latach jednostkowe koszty w lubelskiej kopalni wzrosły tylko o 18%, podczas gdy w całym sektorze dynamika ta sięgnęła aż 58%. W kolejnych latach można w naszej opinii oczekiwać dalszego wzrostu efektywności LWB na tle konkurencji z uwagi na fakt, że kopalnia w 2 ostatnich latach, przygotowując się do zwiększenia wydobywania w roku 2011, zwiększyła zatrudnienie o prawie

11%. Według zapewnień Zarządu planowane podwojenie mocy wydobywczych w roku 2014 będzie osiągnięte przy wzroście liczby pracowników tylko o około 1000 osób. W tym głównie upatrujemy właśnie szansy na kolejny skok efektywnościowy Spółki.

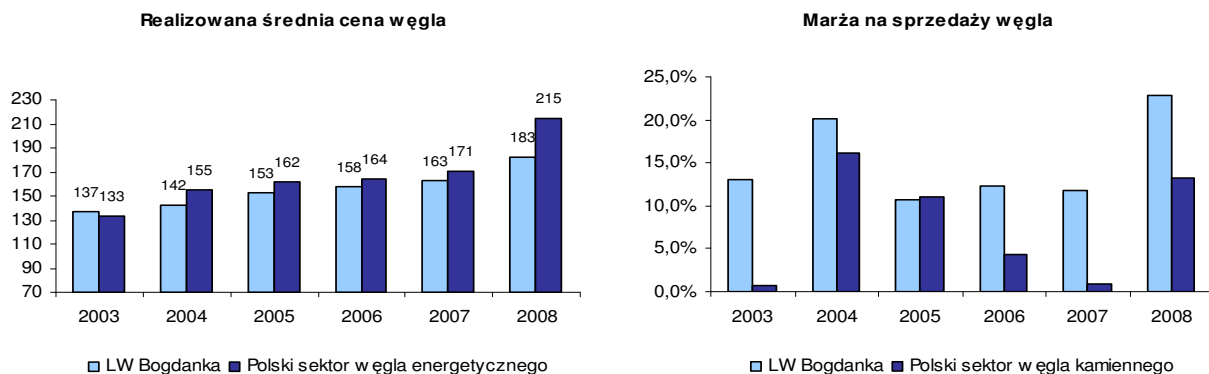
Wskaźniki efektywności LW Bogdanka na tle całego sektora



Źródło: LW Bogdanka, Ministerstwo Gospodarki

Bardzo wysoka kultura kosztowa Spółki pozwala na stabilizację marż w czasie cyklicznych zawirowań na cenach węgla i uzyskiwanie ponadprzeciętnych rentowności w przypadku sprzyjających warunków makroekonomicznych, jakich chociażby górnictwo doświadczyło w roku ubiegłym. Znow analiza porównawcza wskazuje, iż Bogdanka radzi sobie pod tym względem znacznie lepiej od konkurencji, mimo iż wydobywa węgiel nieco mniej kaloryczny (21 MJ/kg vs. średnia dla polskiego sektora około 23,8 MJ/kg), a co za tym idzie tańszy w przeliczeniu na tonę. Dodatkowo o niższej od średniej cenie jednostkowej uzyskiwanej przez LWB decyduje struktura odbiorców, w której zdecydowanie dominują elektrownie i duzi odbiorcy przemysłowi (udział wyżej marżowych klientów detalicznych jest w Bogdance znikomy i sięga 3,5%).

Realizowana cena sprzedaży węgla vs. osiągnięta marża- LWB na tle sektora



Źródło: LW Bogdanka, Ministerstwo Gospodarki

Zagrożenia naturalne

Bardzo ważnym elementem działalności górniczej jest obecność zagrożeń naturalnych, czyli wybuchów metanu i pyłu węglowego, ryzyko tąpnięcia oraz ryzyko wyrzucania gazów i skał. LW Bogdanka jest w tym kontekście w bardzo komfortowej sytuacji na tle branży, gdyż lubelskie zagłębie górnicze charakteryzuje się bardzo niskim poziomem zagrożenia metanowego (I stopień w 4-stopniowej skali, podczas gdy w sektorze 15 z 33 czynnych kopalń prowadzi wydobywanie przy najwyższych 4-tym stopniu zagrożenia). Niski poziom wydzielania metanu w złożach nie tylko ogranicza ryzyko wypadków i związanych z tym kosztów, ale również pozwala na znacznie efektywniejszą pracę (brak konieczności wstrzymywania wydobycia przy przekroczonej dopuszczalnej normie). Podobnie sytuacja wygląda jeśli chodzi o ryzyko wystąpienia tąpnięć czy wyrzutów skał ze względu na specyfikę sejsmiczną złóż LWB (równomierne zaleganie pokładów, niższa twardość skał co oznacza mniejszy stopień „naprężenia” zwiększających ryzyko osuwania i tąpnięć). Dodatkowym atutem Bogdanki jest także niski poziom zurbanizowania obszaru wydobywczego, co oznacza relatywnie niskie koszty związane z naprawą szkód górniczych (osuwanie czy zalewanie terenów wokół kopalni). Wszystkie powyższe przewagi są co prawda trudne do skwantyfikowania, ale

stanowią realną siłę konkurencyjną Spółki i wpływają na efektywność prowadzonej działalności.

Struktura przychodów LW Bogdanka

- 95% przychodów stanowi węgiel energetyczny, sprzedawany w 80% do energetyki zawodowej.
- 81% wolumenu węgla trafia do trzech dużych elektrowni.

Ponad 95% przychodów spółki pochodzi ze sprzedaży węgla energetycznego, który ze względu na parametry jakościowe (głównie typ 32,2, relatywnie do kopaliń śląskich niska kaloryczność, wysokie zanieczyszczenie) kierowany jest w ponad 80% do energetyki zawodowej. Pozostała część produkcji trafia w większości do zakładów przemysłowych posiadających instalacje odsiarczania spalin (ZA Puławy).

Struktura przychodów LW Bogdanka

	2005	2006	2007	2008
Przychody ze sprzedaży LW Bogdanka	903,4	836,9	862,5	1 033,3
Sprzedaż węgla	786,8	776,0	801,0	996,2
Sprzedaż ceramiki	8,0	13,1	18,0	2,5
Pozostała działalność	99,9	38,5	34,8	26,1
Sprzedaż towarów i materiałów	8,7	9,3	8,8	8,4
Struktura procentowa				
Sprzedaż węgla	87,1%	92,7%	92,9%	96,4%
Sprzedaż ceramiki	0,9%	1,6%	2,1%	0,2%
Pozostała działalność	11,1%	4,6%	4,0%	2,5%
Sprzedaż towarów i materiałów	1,0%	1,1%	1,0%	0,8%

Źródło: LW Bogdanka

Ze względu na położenie kopalni względem odbiorców sprzedaż węgla do trzech największych klientów (Elektrownia Kozienice, Elektrownia Połaniec, Elektrownia Ostrołęka) stanowi (2008 rok) 76% przychodów i 80,6% wolumenu. Z trzema wymienionymi podmiotami LW Bogdanka posiada podpisane umowy handlowe określające wolumeny dostaw, kary za niedotrzymanie parametrów energetycznych węgla, podział kosztów transportu, warunki wypowiedzenia.

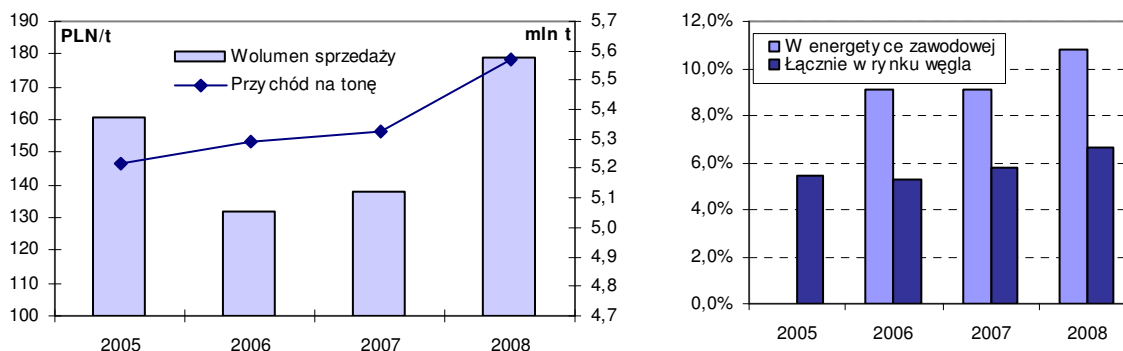
Główni klienci LW Bogdanka

	Obowiązuje do	Gwarantowany wolumen (tys. ton)
Elektrownia Kozienice	31.12.2010	3 500
Elektrownia Połaniec	31.12.2012	1 000
Elektrownia Ostrołęka	31.12.2009	B/d

Źródło: LW Bogdanka

W 2008 roku spółka sprzedała 5,577 mln ton węgla, tj. o 8,9% więcej niż przed rokiem, uzyskując przychód w wysokości 996,2 mln PLN. Implikuje to średni przychód na tonę na poziomie 178,6 PLN, o 14,2% więcej niż w roku 2007. W 2008 r. dynamiczny wzrost cen to efekt dobrej koniunktury w przemyśle oraz rosnącego popytu na energię elektryczną, przy jednoczesnym ograniczeniu podaży ze strony krajowego wydobycia. Kopalnie śląskie nie dostarczyły elektrowniom określonych umowami wolumenów węgla, co spowodowało: „wyczyszczenie zapasów w kopalniach”, wzrost importu droższego węgla z Rosji i ARA do 10 mln ton oraz wzrost cen na rynku krajowym.

Sprzedaży węgla i średni przychód na tonę LWB w latach 2005-8 i udział w rynku



Źródło: LW Bogdanka

W pierwszych miesiącach 2009 roku sytuacja diametralnie odwróciła się. Ponieważ elektrownie nie otrzymały wymaganej ilości węgla z krajowego wydobycia w poprzednim roku, zakontraktowały zwiększone wolumeny importowe z dostawą na br. W efekcie, przy spadającym popycie na energię, związanym z gwałtownym spadkiem produkcji przemysłowej w 1Q2009, nastąpiło bardzo szybkie odbudowanie się zapasów węgla zarówno w elektrowniach, jak i nie mogących zbyć węgiel kopalniach. Ceny węgla nadal pozostają na wysokich poziomach, jednak wolumeny sprzedaży spadły o ponad 20% r/r. W 1Q2009 LW Bogdanka realizowała sprzedaż przy średnich cenach w przedziale 213-232 PLN/t, tj. istotnie wyższych niż średni przychód na tonę w roku 2008. Utrzymanie się takiej sprzyjającej dla spółki sytuacji (zysk na tonie powyżej wysokości 56,4 PLN) w kolejnych kwartałach jest mało prawdopodobne (szczegóły w dalszej części raportu).

W strukturze przychodów występuje również sprzedaż ceramiki (cegła klinkierowa), którą spółka wytwarza z odpadów górniczych we własnym zakładzie zlokalizowanym w Bogdancie (EkoKlinkier). W roku 2008 przychody z tego tytułu obniżyły się do 2,5 mln PLN, (z 18 przed rokiem) co było efektem pożaru, który zniszczył zakład produkcyjny. Przed pożarem spółka wytwarzała blisko 16 mln sztuk cegły. Obecnie zakład został zmodernizowany, a jego zdolności produkcyjne podniesione do 19 mln sztuk. Pozostałe przychody stanowi sprzedaż usług transportowych (spółka posiada koncesję przewozową i własny tabor) oraz sprzedaż złomu z likwidacji wyrobisk korytarzowych.

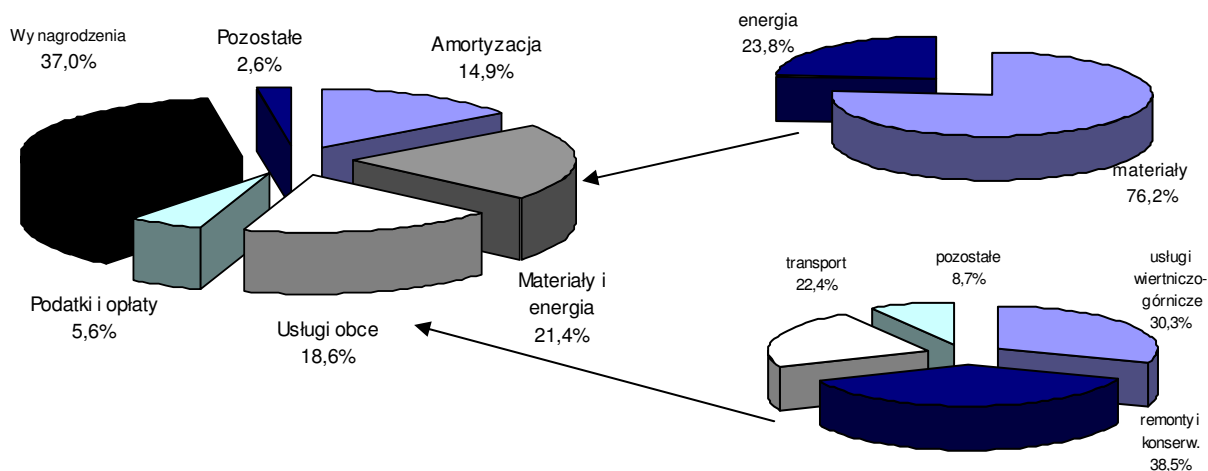
Koszty operacyjne

- **Relatywnie do kopalń śląskich LW Bogdankę charakteryzuje niski jednostkowy koszt produkcji, wynikający z: budowy geologicznej złoża, wysokiej wydajności wydobycia w oparciu o nowoczesne technologie górnicze i wysoki poziom zmechanizowania oraz sprawności zarządu w kwestiach operacyjnych.**
- **W strukturze kosztów główną pozycją są wynagrodzenia oraz materiały i energia. W ostatnich latach koszty rodzajowe obciążają koszty związane z realizacją inwestycji pole Stefanów (prace przygotowawcze do przyszłego wydobycia, wzrost zatrudnienia). Inwestycja wpływa również na wzrost kosztów amortyzacji.**

Jedną z silnych stron Bogdanki jest niski na tle sektora górniczego w Polsce jednostkowy koszt produkcji węgla. Wg. naszych szacunków w 2008 roku wyniósł on 144 PLN na tonę (koszty rodzajowe – produkcja na potrzeby własne / wolumen sprzedaży, MSR) w stosunku do średniej krajowej podawanej przez GUS na poziomie 222,6 PLN/t (PSR). Jest to efekt kilku czynników związanych z jakością zarządzania operacyjnego i podejścia zarządu do efektywności ekonomicznej, jak i warunków geologicznych złoża. Zarząd dąży do maksymalizacji zysku, co na tle branży – walczącej o utrzymanie rentowności – można uznać za ewenement. Dla związków zawodowych zysk spółki również jest istotny, bo od tego zależy istotna część premii pracowniczej (10% zysku trafia do puli bonusowej w ramach programu motywacyjnego). Ostateczna decyzja w kwestii przydziału premii należy do głównych udziałowców spółki. Regularna budowa złoża pozwala na prowadzenie ścian o długich wybiegach. Zmienność pokładów w kopalniach śląskich powoduje konieczność częstego przezbierania ścian, co zasadniczo zwiększa koszty eksploatacyjne (niski efektywny czas pracy urządzenia). Należy również wspomnieć, że brak środków na inwestycje i modernizacje

urządzeń powoduje dużo częstsze wyłączenia urządzeń w śląskich kopalniach na skutek awarii (oznacza to postój całej ściany wydobywczej). Ponadto w Zagłębiu Lubelskim występuje niskie zagrożenie metanowe oraz nie występuje zagrożenie stąpięciami i wyrzutami gazów, co oznacza mniejsze nakłady na bezpieczeństwo wydobywania. Wreszcie wydobywanie w zagłębiu lubelskim odbywa się na terenach słabo zurbanizowanych. Głównie są to tereny rolnicze co obniża koszty szkód górniczych.

Struktura kosztów rodzajowych LW Bogdanka



Źródło: LW Bogdanka

Główną pozycją kosztów rodzajowych (37% udział) w spółce są wynagrodzenia i świadczenia pracownicze, co jest charakterystyczne dla całej branży górniczej (udział powyżej 50%). Obecnie spółka zatrudnia 3,7 tys. pracowników, z czego ok. 350 to osoby zatrudnione i przeszkalane pod nowy obszar pola Stefanów (cykl szkolenia trwa ok. 3 lata). Generuje to dodatkowe koszty, które bez pełnego efektu po stronie przychodów będą narastały do czasu uruchomienia nowego złoża. Docelowo w 2011 roku spółka będzie zatrudniała 4,4 tys. osób. W spółce działają cztery związki zawodowe skupiające razem 66% załogi. Dotychczas zarządowi udawało się przekonać związki do wysuwania racjonalnych oczekiwań dotyczących wzrostu wynagrodzeń, w przeciwieństwie do sytuacji obserwowanej w kopalniach śląskich. Sytuacja zarządu Bogdanki jest o tyle komfortowa, że zakład jest jedynym w regionie dużym pracodawcą, w dodatku oferującym relatywnie wysokie wynagrodzenia (średnie wynagrodzenie w 2008 wyniosło 5,95 tys. PLN miesięcznie bez dodatkowych premii). Część robót (m.in. wybrane prace wiertniczo-górnice, remonty i konserwacje) spółka zleca firmom zewnętrznym (usługi obce), co obniża poziom kosztów wykazywany w pozycji wynagrodzenia.

Istotną pozycją kosztową są materiały i energia, które w 2008 roku stanowiły 21,4% łącznych kosztów rodzajowych. Spółka kupuje m.in. duże ilości stali, która wykorzystywana jest do przygotowania złoża do eksploatacji (chodniki górnicze). Stal, wyroby hutnicze i miedź (głównie kable) stanowiły blisko połowę kosztów materiałowych. W tym obszarze koszty są silnie skorelowane z cenami surowców na światowych giełdach i kursem złotego. Należy jednak pamiętać, że wzrost cen metali na światowych giełdach zwykle jest skorelowany ze wzrostem cen ropy naftowej, a to oznacza wzrost cen węgla. Z punktu widzenia wyników spółki ma to więc mniejsze znaczenie. Spółka zużywa głównie energię elektryczną, która w 2008 roku stanowiła 5% wszystkich kosztów rodzajowych. W mniejszym stopniu w procesie produkcji – przede wszystkim ceramiki – zużywany jest gaz ziemny. Ponieważ w 2008 roku spółka nie realizowała produkcji cegły w pełnym zakresie (pożar zakładu w 2007) zużycie gazu i koszt z tym związany obniżył się w stosunku do roku 2006 o 80%.

Trzecią pod względem wielkości w kosztach rodzajowych pozycją (18,6% udział) są usługi obce, obejmujące: remonty i konserwacje, usługi wiertniczo-górnice (m.in. przygotowanie złoża do przyszłego wydobywania) oraz transport. Obecnie zwiększony poziom kosztów prac wiertniczych wiąże się z przygotowaniem do eksploatacji pola Stefanów.

Niespełna 6% kosztów rodzajowych stanowią opłaty i podatki, zawierające m.in. opłaty górnicze, koszty opłat środowiskowych i składowania odpadów (do 2007 roku część tych kosztów wykazywana była w pozycji transport).

Sytuacja finansowa

Na koniec 2008 roku spółka posiadała 99,9 mln PLN wolnej gotówki oraz 41,1 mln PLN środków pieniężnych o ograniczonej zbywalności (rezerwa ustawowa na likwidację kopalń). Środki gromadzone na likwidację kopalń tworzone są w wysokości 3% rocznej amortyzacji. Na obecną chwilę rezerwa jest istotnie wyższa niż prognozowany koszt zamknięcia kopalni w roku 2034 (po jego zdyskontowaniu i uwzględnieniu dalszych odpisów na poziomie 3% amortyzacji). W 2008 roku wpływy pieniężne z działalności operacyjnej wyniosły 395,3 mln PLN. Spółka zrealizowała inwestycje w rzeczowy majątek trwały i wartości niematerialne w wysokości 329 mln PLN, z czego 191,7 mln PLN stanowiły inwestycje związane z rozbudową mocy wytwórczych kopalni (inwestycje odtworzeniowe 77 mln PLN). Spółka korzystała również z finansowania zewnętrznego (100 mln PLN kredyt w PKO BP).

W pierwszych czterech miesiącach roku spółka zrealizowała inwestycje o wartości 54 mln PLN, które obejmowały dalszą rozbudowę infrastruktury w polu Stefanów. Spółka podpisała również umowę na zakup pierwszego ścianowego kompleksu strugowego o wartości 40 mln Euro (dokonano zapłaty 10% kwoty). Zgodnie z umową podpisaną z PKO BP, w końcu marca spółka zwiększyła wartość pozyskanego kredytu o 50 mln PLN. Umowa zakłada, że do dyspozycji spółki znajduje się łącznie 250 mln PLN środków pieniężnych, z czego dotychczas spółka wykorzystwała 120 mln PLN (spółce przysługuje prawo rezygnacji z ostatniej transzy kredytu – 130 mln PLN - bez ponoszenia dodatkowych kosztów). Poza PKO BP spółka posiada podpisane umowy o kredyt obrotowy z Kredyt Bankiem (wykorzystanie: 15 mln PLN, spłata powinna nastąpić do sierpnia br.) oraz Bankiem Millennium..

Na koniec marca zadłużenie netto (kredyty – środki pieniężne) spółki wyniosło 37,6 mln PLN. Ponadto w maju główny akcjonariusz spółki zdecydował o wypłacie 88,8 mln PLN zysku z roku 2008 w postaci dywidendy. Po uwzględnieniu tych czynników wskaźnik dług netto/EBITDA2008 na poziomie 0,37. Przy założeniu, że spółka pozyska w drodze emisji akcji co najmniej 450 mln PLN, w kolejnych latach kiedy będzie realizowany program inwestycyjny poziom wskaźnika oparty na prognozowanym EBITDA z danego roku nie przekracza 0,5. W scenariuszu kiedy spółka nie pozyskuje środków z emisji akcji i realizuje projekt w oparciu o finansowanie zewnętrzne maksymalne zadłużenie EBITDA występuje w roku 2010 i wynosi 1,6. Biorąc pod uwagę opisane poziomy oceniamy sytuację finansową spółki jako bezpieczną.

Planowane inwestycje

- Łączne inwestycje do roku 2015 wyniosą 2,7 mld PLN.
- Rozbudowa zdolności wytwórczych z 5,5 mln ton rocznie do 11,1 mln ton w 2014 roku poprzez eksplorację pola Stefanów.
- Zwiększenie efektywności wydobywania węgla i obniżenie jednostkowego kosztu produkcji poprzez: efekt skali, zastosowanie techniki strugowej.
- Modernizacja zdolności produkcyjnych Energetyki Łęczyńskiej (produkcja z skojarzeniu, certyfikaty energii zielonej i czerwonej).

Zgodnie z przyjętą strategią w latach 2009-2015 łączne inwestycje LW Bogdanka wyniosą 2,7 mld PLN, z czego 2,1 mld PLN będą to inwestycje związane z produkcją węgla energetycznego, a 0,6 mld PLN z produkcją energii elektrycznej i ciepłej w spółce zależnej Energetyka Łęczyńska. Inwestycje zostaną sfinansowane z wpływów z emisji akcji, środków własnych oraz kredytu bankowego.

Inwestycje związane z produkcją węgla

	2009P	2010P	2011-2015P	Razem
Inwestycje rozwojowe (rozbudowa Pola Stefanów), w tym:	331	446	198	975
Infrastruktura techniczna na górze (szyb 2.1, rozbudowa ZPMW, pozostałe)	189	255	123	567
Dostęp do pokładów węgla (wzrostiska poziome)	142	191	75	408
Zakupy gotowych dóbr inwestycyjnych, w tym:	145	20	661	827
Kompleks do wydobywania niskich pokładów	140	0	426	566
Inwestycje odtworzeniowe	51	38	171	260
Ochrona środowiska	3	3	3	9
Razem	530	507	1 034	2 071

Źródło: LW Bogdanka

Nakłady inwestycyjne związane z produkcją węgla na poziomie 2,1 mld PLN w okresie 2009-2015 dzielą się na wydatki związane z rozbudową Pola Stefanów w kwocie 1 mld PLN oraz inwestycje odtworzeniowe i dotyczące ochrony środowiska w kwocie 1,1 mld PLN, z czego istotną część (566 mln PLN) stanowią nowe kompleksy wydobywcze w technice strugowej.

Rozbudowa zdolności produkcyjnych i rozszerzenie prac wydobywczych o pole Stefanów będzie odbywało się w dwóch etapach. W pierwszym, do roku 2011 spółka zamierza m.in. uruchomić szyb wydobywczo-wentylacyjny 2.1, który zapewni bezpośrednią eksploatację pola Stefanów oraz budowę układu transportu pozwalającego na odbiór węgla surowego z szybu 2.1 i jego transport do Zakładu Przeróbki Mechanicznej (ZPMW). Na powierzchni powstaną niezbędne obiekty infrastrukturalne (stacja wentylatorów, rozdzielnia szybu, hala magazynowo-warsztatowa), a pod ziemią przygotowane zostaną wyrobiska poziome (budowa poziomu 990, 385/2). Ponadto planowana jest rozbudowa układu torowego stacji Bogdanka i wykonanie klimatyzacji dołu Kopalni w polu Stefanów. Do 2011 roku uruchomione zostanie wydobywanie pierwszej ściany w polu Stefanów. Rok 2011 kończy największe natężenie inwestycji związanych z rozbudową pola Stefanów.

W okresie tym spółka będzie ponosiła wydatki na rozbudowę mocy produkcyjnych ZPMW z obecnych 1 200 t/h do 2 400 t/h. Osiągnięcie pełnej zdolności produkcyjnej zakładu planowane jest na rok 2013, tj. rok przed uruchomieniem drugiej ściany wydobywczej pola Stefanów (ostatni etap prac w Stefanowie w ramach programu inwestycyjnego).

W okresie 2012-15 obok ostatnich prac związanych z wyrobiskami i ZPMW (inwestycje rozwojowe 198 mln PLN) gros obciążeń inwestycyjnych będzie dotyczyło inwestycji odtworzeniowych, obejmujących szczególnie zakupu maszyn i urządzeń.

Do 2014 roku spółka zamierza wdrożyć nowatorską technikę strugową urabiania węgla, która częściowo zastąpi technikę kombajnową. W latach 2009, 2012 i 2015 spółka zakupi trzy kompleksy (specjalistyczne urządzenia górnicze) do wybierania niskich pokładów (poniżej 1,6 m), na co przeznaczy łącznie 566 mln PLN. Dotychczas technologia nie była wykorzystywana w Polsce. Jej wprowadzenie umożliwi z jednej strony zwiększenie zasobów operacyjnych węgla w złożu z drugiej pozwoli na poprawę efektywności urabiania węgla. Obecnie uzysk węgla z urobku wynosi 70%, w wyniku wprowadzenia strugów wzrośnie do 75%. Uruchomienie pierwszej ściany eksploatowanej techniką strugową ma nastąpić w 2010 roku.

Zadania pozostałych inwestycji odtworzeniowych to:

- Inwestycje w urządzenia transportowe.
- Odbudowa Zakładu Ceramiki Budowlanej EkoKLINKIER razem z powiększeniem zdolności produkcyjnych do 19,2 mln szt. z 15,6 mln szt. Termin realizacji to 1H2009.
- Budowa obiektów Pola Nadrybie i Bogdanka.
- Modernizacja rozdzielni stacji 110 kV i maszyn wyciągowych oraz układów elektroenergetycznych.
- Modernizacja istniejących obiektów budowlanych oraz maszyn górniczych.

Zadania inwestycyjne w zakresie ochrony środowiska:

- Budowa zbiornika „Szczecin”.
- Rozbudowa składowiska skały płonnej dla pomieszczenia zwiększonej ilości odpadów (planowane zwiększenie poziomu wydobycia węgla).
- Budowa urządzeń odwadniających Bogdankę i Nadrybie.

W latach 2009-2015 Łęczyńska Energetyka ma zamiar zrealizować program inwestycyjny mający na celu rozszerzenie działalności spółki o produkcję energii elektrycznej w skojarzeniu (budowa kotła fluidalnego z turbozespołem) i zapewnić dostawy energii dla LW Bogdanka przy uwzględnieniu powiększenia zdolności wydobywczych spółki. Łącznie na ten cel ma zostać przeznaczone 595 mln PLN. Wynikiem realizacji planowanej inwestycji mają być niższe koszty związane z dostawą energii elektrycznej z wykorzystaniem własnej infrastruktury, co umożliwi eliminację kosztów opłaty przesyłowej energii elektrycznej na rzecz operatora sieci przesyłowej. Ponadto jako paliwo w elektrociepłowni spółka wykorzysta m.in. odpady produkcyjne z procesu wzbogacania węgla (muły węglowe i osady pościekowe) oraz biopaliwo typu rolniczego (w ilości zapewniającej pozyskanie certyfikatów zielonej energii). W roku 2008 spółka zakupiła 174 MWh energii elektrycznej za ok. 40 mln PLN.

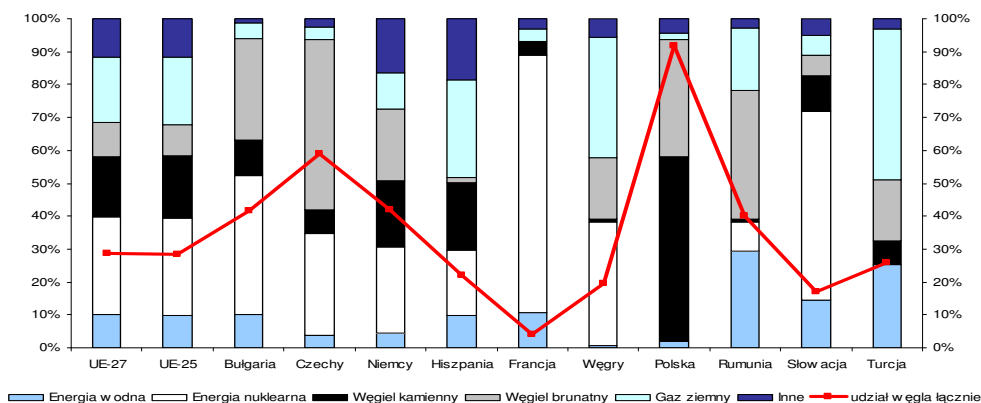
Rynek węgla energetycznego

Struktura polskiej energetyki

- Dominacja bloków węglowych (58% węgiel kamienny, 36% węgiel brunatny). Koncentracja elektrowni w okolicach kopalni. Prognoza utrzymania dominującej roli węgla w sektorze w przyszłości (45% produkcji energii w perspektywie roku 2015).
- Wzrost konsumpcji energii skorelowany ze wzrostem PKB. Prognozy dalszego zwiększania popytu na prąd w latach 2010-20 przy CAGR 1,8%. W najbliższych dwóch latach możliwy jednak spadek zapotrzebowania o około 9% z uwagi na otoczenie makroekonomiczne.
- Niski poziom rezerwowych mocy, szczególnie w okresach szczytowego poboru. Konieczność budowy nowych bloków w perspektywie 5-10 lat.
- Utrzymanie regulacji cen dla gospodarstw domowych i efekt subsydiowania skrośnego w związku z uwolnieniem cen dla przemysłu w 2008 roku. Znaczący wpływ cen energii na kształtowanie się cen węgla (rynek quasi regulowany).
- Konwergencja cen energii w Polsce do średnich europejskich w transakcjach spotowych już nastąpiła w 2008 roku (handel na TGE to jednak tylko około 3% sprzedaży do odbiorców końcowych). Obecna korekta wynika z osłabienia koniunktury gospodarczej.
- W dłuższej perspektywie oczekiwany dalszy realny wzrost cen energii w związku z perspektywą pełnej liberalizacji rynku i rozbudowy infrastruktury interkonektowej oraz wpływem zacieśniających się dyrektyw emisyjnych UE.

Sektor energetyczny w Polsce jest zdominowany przez bloki węglowe, co oczywiście ma swoje uzasadnienie przede wszystkim w ogromnych zasobach tego surowca w kraju, które historycznie zadecydowały o oparciu inwestycji w nowe bloki (w latach siedemdziesiątych ubiegłego wieku) właśnie o to paliwo. W efekcie obecnie aż 56% energii produkowane jest z węgla kamiennego, a kolejne 36% z węgla brunatnego. Z uwagi na zużywany surowiec większość elektrowni zlokalizowanych jest w rejonie Górnego Śląska, tam również skoncentrowana jest znaczna część popytu na energię ze strony energochłonnych zakładów przemysłowych. Analiza planowanych projektów inwestycyjnych w energetyce (szczegóły w dalszej części raportu) wskazuje, że dominacja węgla w produkcji w najbliższych latach zostanie utrzymana, mimo rosnącej presji unijnego programu ograniczania emisji CO₂ i systematycznej utraty konkurencyjności kosztowej tego surowca (koszty certyfikatów, opłaty środowiskowe). Znaczących zmian w strukturze wytwarzania można spodziewać się dopiero w perspektywie 10 lat, co będzie wynikać z wdrażania kolejnych zobowiązań ekologicznych, starzenia się istniejących bloków oraz planowanych inicjatyw w zakresie energetyki jądrowej. Trudno sobie jednak wyobrazić, aby w dającej się przewidzieć przyszłości, struktura zużycia poszczególnych paliw w Polsce zbliżyła się do średniej unijnej. W tym kontekście strona popytowa z punktu widzenia kopalni Bogdanka wydaje się więc bardzo stabilna i nie widzimy zagrożenia dla wolumenów, tym bardziej, że prognozy średnioterminowe dla rynku energii wskazują na konieczność zwiększania wykorzystania zainstalowanej mocy. Nadal konkurencyjność dostawcy wyznaczać będzie głównie odległość od odbiorcy, co oznacza utrzymanie obecnych relacji handlowych, a w kontekście omówionych dalej możliwych ograniczeń podażowych potencjał do zdobywania nowych klientów.

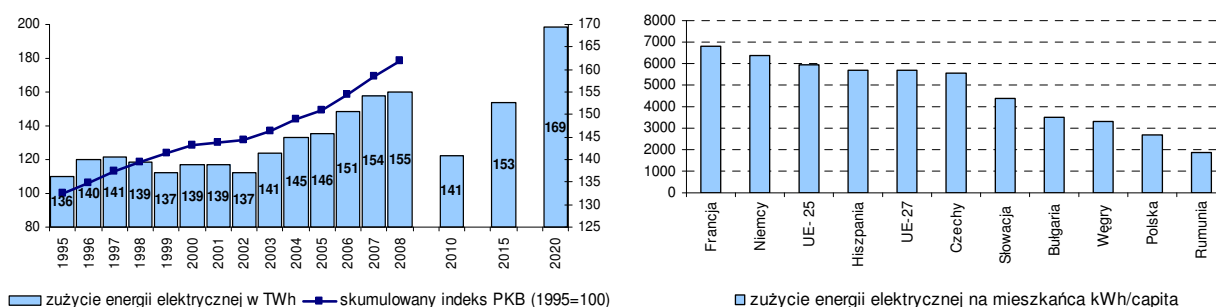
Produkcja energii elektrycznej wg. paliwa



Źródło: Eurostat, opracowanie DI BRE

W ostatnich kilkunastu latach zużycie energii elektrycznej w Polsce rosło w dużej korelacji ze wzrostem PKB. Średniorocznie popyt zwiększał się o około 1%, co w pełni było zaspokajane przez wzrost produkcji w polskich elektrowniach. W 2008 roku konsumpcja kształtowała się w okolicach 155 TWh, a produkcja wyniosła 159 TWh, ale choć netto nadal ten bilans wydaje się bezpieczny to w okresach sezonowego szczytowego zapotrzebowania na energię, pojawiały się problemy z pełnym zaopatrzeniem (kwestia wysokiej awaryjności, zmniejszający się bufor rezerwy mocy). W 2008 roku w pierwszych 9 miesiącach obserwowaliśmy wyraźny wzrost zapotrzebowania na prąd (średnio o 2,5%), co szczególnie w pierwszej połowie roku sprzyjało alarmującym doniesieniom o ryzyku zmniejszenia zasilania w okresie letnim. W miarę rozwijania się kryzysu gospodarczego dynamika konsumpcji jednak malała, co zmniejszyło presję na rynek. W ostatnich miesiącach roku, kiedy załamanie popytu na rynkach światowych zmusiło przemysł do znacznego ograniczenia produkcji, notowaliśmy już dynamiki ujemne w ujęciu r/r, które pogłębiły się szczególnie w listopadzie i grudniu (odpowiednio -6,2% i -5,9%). Ostatecznie zapotrzebowanie na energię w ubiegłym roku wzrosło więc jedynie o 0,4%. W 2009 w związku z oczekiwanym osłabieniem wzrostu PKB (niektóre prognozy mówią nawet o ujemnej dynamice) można oczekiwać spadku popytu na energię r/r. W pierwszym kwartale skala tego spadku wyniosła ponad 4,3%, a odczyty z kwietnia -10,8% nie wskazują, aby w kolejnych miesiącach sytuacja w tym zakresie miała znacząco się poprawić. Według prognoz ARE przygotowanych na potrzeby polityki energetycznej polskiego rządu, zapotrzebowanie na energię w 2010 roku wyniesie około 141 TWh, co oznacza spadek w stosunku do roku 2008 o 9% (średnioroczna dynamika w latach 2009-10 na poziomie -4,6%) i powrót popytu do poziomu z roku 2003. W kolejnych latach trend wzrostowy powinien być jednak kontynuowany, a średnioroczna dynamika prognozowana przez UCTE na poziomie 1,8%, może być zrealizowana (ARE szacuje, że w latach 2010-15 CAGR wyniesie 1,6%, a w latach 2015-20 około 2,1%).

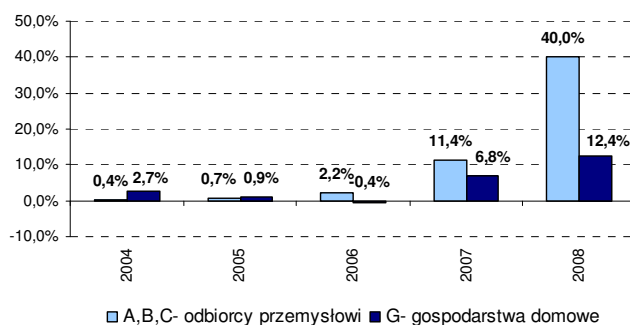
Zużycie energii elektrycznej w Polsce vs. wzrost PKB oraz konsumpcja per capita na tle UE



Źródło: Eurostat, ARE, URE, GUS, UCTE

Ważnym elementem analizy rynku energii w Polsce z punktu widzenia producenta węgla jest również analiza mechanizmów kształtowania się ceny prądu. Tak jak wyjaśnimy bowiem w dalszej części raportu, cena ta wyznaczając poziom rentowności wytwórców, ustala maksymalny poziom ceny paliwa możliwy do zaakceptowania. W warunkach wolnorynkowych dostosowania następowałyby w sposób naturalny w obydwu stronach (ceny energii < ceny węgla), natomiast w obowiązującym środowisku regulacyjnym, relacja „ceny węgla < ceny energii” nie do końca funkcjonuje. W Polsce nadal bowiem ceny energii dla gospodarstw domowych podlegają taryfikacji i muszą być zatwierdzane przez URE (regulator zrezygnował z planowanego wcześniej na początek 2009 roku uwolnienia taryf dla tej grupy odbiorców). Ma to znaczący wpływ na sektor z uwagi, iż ta grupa taryfowa stanowi około 25% w finalnej konsumpcji prądu w Polsce. URE w ustalaniu cenników bierze co prawda pod uwagę ponoszone przez przedsiębiorstwo energetyczne koszty operacyjne, koszty certyfikatów pochodzenia energii oraz określoną marżę na prowadzonej działalności, ale w tych kalkulacjach ma perspektywę ochrony interesu odbiorców prądu. Oznacza to tyle, że taryfy stanowią kompromis odmiennych interesów obu stron i rzadko kiedy spełniają oczekiwania producentów, którzy w obecnych realiach starają się te różnice w grupie taryfowej G zrekomensować przez większe podwyżki dla przemysłu (jest to widoczne na kolejnym wykresie). Odbiorcy instytucjonalni, co pokazywały protesty w ostatnich miesiącach, stawiają jednak coraz większy opór przeciwko takiemu subsydiowaniu „skrośnemu”. W scenariuszu utrzymania takiej regulacji na rynku energii oraz ograniczonych możliwości logistycznych w zakresie importu paliwa, nie widzimy potencjału do rynkowego kształtowania się cen węgla energetycznego. W tym kontekście zapowiadany od dawna proces pełnej liberalizacji tego rynku będzie miał więc istotne znaczenie z punktu widzenia polskich kopalni. Obecnie jednak proces ten, w związku z kryzysem finansowym został wstrzymany (pojawiają się nawet głosy o powrocie do pełnego taryfowania) i oczekujemy że jego wznowienie nastąpi najwcześniej za 1-2 lata.

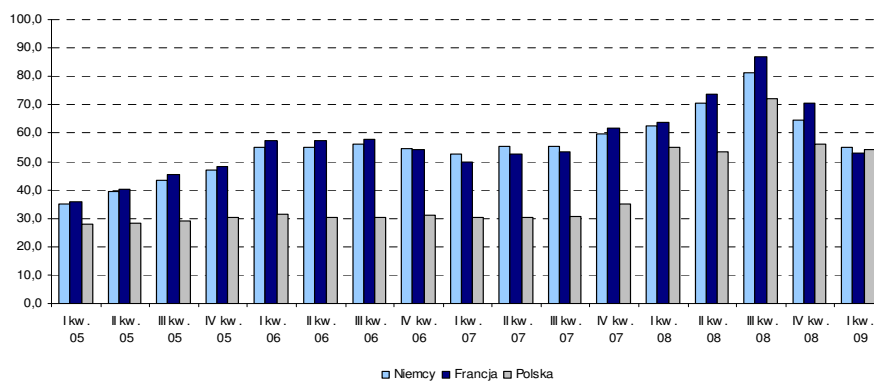
Zmiana średnich cen energii w Polsce wg. grup taryfowych



Źródło: ENEA, URE

W styczniu 2009 roku URE zdecydowało, że ceny energii dla odbiorców indywidualnych wzrosną o 10%. Jednocześnie przedsiębiorstwa energetyczne podwyższyły ceny dla odbiorców przemysłowych o średnio 30-40%, co miało w pełni odzwierciedlać wzrost cen hurtowych energii na Towarowej Giełdzie Energii, jaki miał miejsce w drugiej połowie 2008 roku (przypominamy, że rynek giełdowy stanowi w Polsce tylko około 3% w handlu energią, tak więc spotowe ceny z TGE nie są reprezentatywne dla rynku hurtowego). Oznaczało to znaczące zbliżenie się cen prądu w Polsce do średnich cen z Niemiec czy Francji, co obrazuje poniższy wykres. Wygląda jednak na to, że kolejne kwartały tego roku przyniosą renegotiacje cen prądu z odbiorcami przemysłowymi, na co wskazywać może chociażby komunikat ZA Puławy o anektowaniu umowy z PGE (-5% vs umowa ze stycznia). W obecnym otoczeniu makroekonomicznym można więc oczekiwać korekty cen prądu, odzwierciedlającej trendy na rozwiniętych rynkach europejskich. Prognozy długoterminowe przygotowane przez ARE wskazują jednak, że wraz z dalszym wzrostem popytu na energię, potrzebami inwestycyjnymi sektora oraz kosztami pakietu energetycznego (docelowo pełny aukcjonowanie certyfikatów CO₂) podwyżki cen energii elektrycznej będą w Polsce nieuniknione. Trend ten będzie zapewne iść w parze z przygotowaniem infrastruktury przesyłowej integrującej polski system z sąsiednimi krajami oraz pełną liberalizacją rynku.

Ceny giełdowe energii w Polsce, Francji i Niemczech w EUR/Mwh



Źródło: Bloomberg, TGE

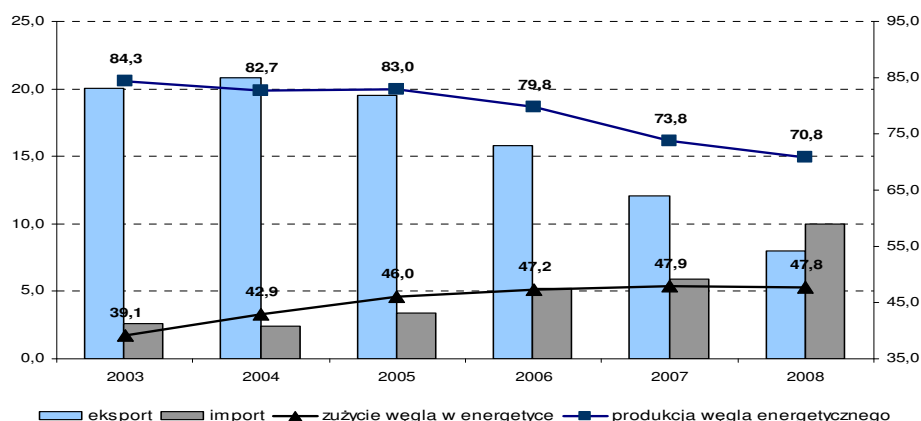
Popyt na węgiel energetyczny, a podaż

- Dwie przeciwstawne tendencje na rynku węgla energetycznego w 2008 roku: rosnące zapotrzebowanie elektrowni przy jednoczesnym spadku wydobywania w kopalniach. Polska importem netto węgla w 2008 roku (wzrost importu o ponad 60% i spadek eksportu o 30%).
- Problemy z zaopatrzeniem energetyki w 2008 roku zwiększyły zakontraktowanie elektrowni w węgiel importowany na rok 2009 (formuły take or pay), co przy spadku produkcji energii i rosnących zapasach paliwa w elektrowniach (już prawie 6 mln ton) zaowocowało zmniejszeniem zakupów w polskich kopalniach.
- Perspektywa dalszego spadku wydobywania na Śląsku, przede wszystkim w KHW. W perspektywie 2011-12 roku wzrost podaży jedynie ze strony KW (zapowiadane +2 mln ton) i LW Bogdanka (+2 mln ton).

- Prognoza ARE spadku popytu na węgiel energetyczny w Polsce z 71 mln ton w 2008 roku do 66 mln ton w roku 2010 i 62 mln ton w roku 2015 jako efekt wprowadzanych regulacji emisji CO₂ oraz wzrostu efektywności energetycznej gospodarki. W kontekście planowanych inwestycji w kotły węglowe w polskim sektorze energetycznym scenariusz takiego ograniczenia zapotrzebowania na surowiec wydaje się mocno konserwatywny.
- Szansa na zwiększenie udziału w rynku przez LW Bogdanka dzięki przewadze kosztowej i prowadzonym inwestycjom z obecnych 8% do 15-17%.

W ostatnich latach rynek węgla energetycznego w Polsce podlegał oddziaływaniu dwóch przeciwstawnych tendencji w zakresie popytu i podaży. Z jednej strony rozwijająca się gospodarka implikowała systematyczny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną (2,5-3% rocznie), a elektrownie intensyfikowały produkcję zgłaszając coraz wyższy popyt na surowiec (dostawy węgla do sektora w ciągu ostatnich 5 lat wzrosły o prawie 5 mln ton, czyli 11%). Z drugiej strony natomiast, polskie kopalnie miały coraz większe trudności z utrzymaniem wydobycia, zarówno ze względu na restrukturyzację sektora i zamknięcia części złóż, jak i zaniedbania inwestycyjne w zakresie przygotowania nowych pokładów do eksploatacji. W rezultacie w środowisku rosnącego popytu, obserwowaliśmy ograniczanie podaży (spadek wydobycia w ciągu ostatnich 5 lat wyniósł prawie 12 mln ton w skali roku), a kulminacji tego zjawiska rynek doświadczył w ubiegłym roku, kiedy to po raz pierwszy w Polsce import węgla kamiennego przekroczył jego eksport. Jednocześnie bardzo mocno obniżyły się zapasy węgla w kopalniach, co powodowało znaczne wzrosty cen spotowych i umożliwiało producentom na części wolumenów poza umowami długoterminowymi realizację dodatkowych premii (Bogdanka na takich korzystnych warunkach sprzedała w ubiegłym roku około 200 tys. ton surowca, co stanowiło 3,5% wolumenu ogółem).

Bilans polskiego rynku węgla energetycznego w mln ton

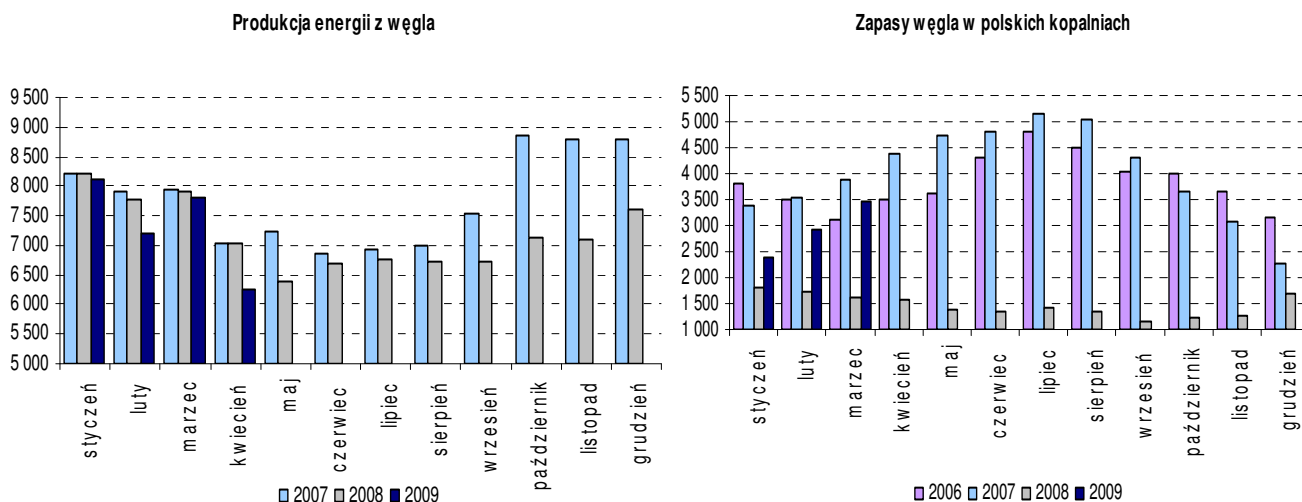


Źródło: Ministerstwo Gospodarki, GUS

Największe problemy z zaopatrzeniem występowały w połowie 2008 roku na Śląsku, gdzie skoncentrowana jest największa liczba elektrowni węglowych o łącznej mocy zainstalowanej przekraczającej 8,3 GW. Tamtejsze kopalnie, z powodu strukturalnych problemów z wydobyciem, nie były w stanie wywiązywać się z zakontraktowanych wolumenów (odchylenie od planu wydobycia w Katowickim Holdingu Węglowym wg. nieoficjalnych informacji sięgnęło kilkunastu procent). Część klientów była więc zmuszona organizować dostawy z importu (URE wymaga utrzymywania obowiązkowych zapasów wystarczających na 30 dni produkcji energii), które nie tylko były droższe od krajowych, ale również narażały wiele problemów logistycznych. Pod taką presją część elektrowni prewencyjnie podjęła decyzję, aby zabezpieczyć sobie również dostawy na rok 2009 i zawarły one kontrakty forward na dostawy węgla z importu. W związku z kryzysem gospodarczym spadło jednak zapotrzebowanie na energię i okazało się, że węgla na rynku jest za dużo. W pierwszych miesiącach 2009 roku, w których produkcja energii z węgla spadła w ujęciu r/r o 3,4%, elektrownie wobec rosnących zapasów węgla na ich składach (obecnie jest to już poziom 6 mln ton wystarczający na prawie 70 dni produkcji vs. 3,6 mln ton na koniec 2008 roku i 2,2 mln ton na koniec 2007 roku) zaczęły ograniczać zakupy w polskich kopalniach na rzecz taniejszego węgla z importu (powodem były także formuły take or pay w zawartych kontraktach). To dość szybko wpłynęło na spadek sprzedaży węgla u polskich producentów i na wzrost ich zapasów. Na koniec marca 2009 stan zwałów węgla w sektorze wynosił już 3,5 mln ton, podczas gdy w szczycie sezonu w 2008 roku spadły one nawet do 1,2 mln ton. Wzrost rezerw nastąpił mimo ograniczenia wydobycia o około 5,5% w ujęciu r/r (węgiel ogółem, łącznie z koksującym). Niektórzy

obserwatorzy twierdzą, że poziom zapasów w kopalniach na koniec tego roku może sięgnąć 8 mln ton.

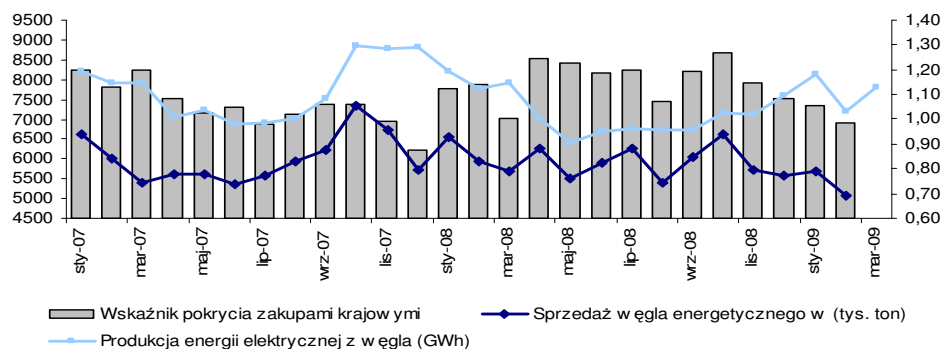
Produkcja energii z węgla (GWh) oraz zapasy węgla w polskich kopalniach (tys. ton)



Źródło: PSE Operator, Ministerstwo Gospodarki

W naszej opinii kopalnie raczej nie dopuszczają do wzrostu zapasów aż do takiego poziomu i będą dostosowywały się do realiów rynkowych. Dostosowania te będą odbywać się zarówno na poziomie ceny, jak i wielkości wydobycia. W tym kontekście nie jest wykluczone, że część kopalń, tych o najwyższym poziomie jednostkowego kosztu, będzie musiało przejść gruntowną restrukturyzację, a nawet mogą być zamknięte (analiza efektywności LW Bogdanka na tle branży została przedstawiona w dalszej części raportu). Z kolei elektrownie po zrealizowaniu podpisanych wcześniej kontraktów importowych powinny znów zwiększyć udział zakupów krajowych, co może mieć miejsce już w drugiej połowie tego roku.

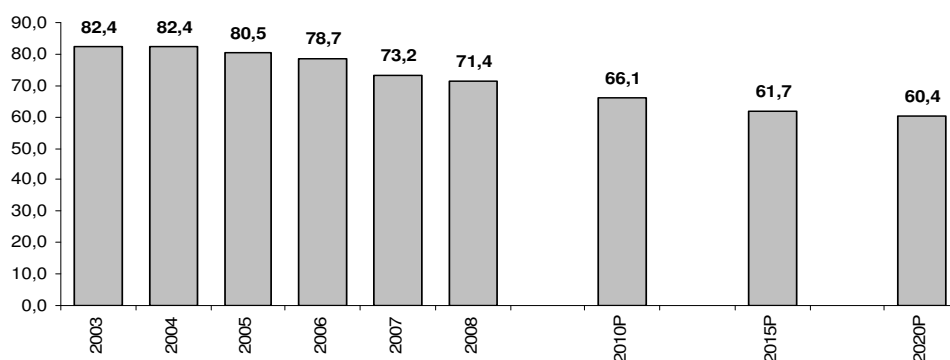
Sprzedaż węgla, produkcja energii i wskaźnik pokrycia zapotrzebowania polskiej energetyki zakupami krajowymi



Źródło: PSE Operator, Ministerstwo Gospodarki, opracowanie DI BRE

W korespondencji z prognozami zapotrzebowania na energię, popyt na węgiel energetyczny w roku 2010 w Polsce, po spadku w 2009 roku o 15-20%, powinien się wg ARE ustabilizować na poziomie około 66 mln ton (w 2008 roku było 71,4 mln ton). Naszym zdaniem jest to dość konserwatywne założenie biorąc pod uwagę przedstawione w dalszej części raportu plany inwestycyjne polskich firm energetycznych, które większość nowych bloków zamierzają oprzeć właśnie na węglu.

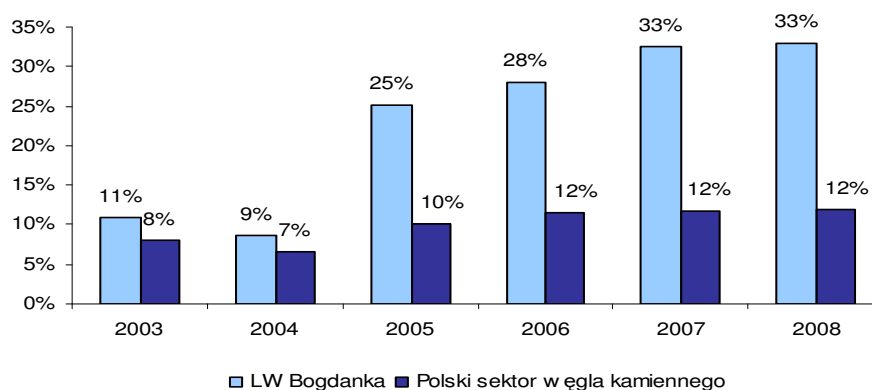
Zapotrzebowanie na węgiel energetyczny w Polsce w mln ton i prognozy ARE



Źródło: ARE, Ministerstwo Gospodarki

Analiza zagregowanej wielkości inwestycji w sektorze węgla kamiennego w Polsce w ostatnich latach wskazuje, że na razie deklaracje spółek węglowych o zwiększeniu wydobycia w perspektywie najbliższych 5 lat nie znajdują pokrycia w pracach przygotowawczych. Wydatki kapitałowe w sektorze w relacji do przychodów oscylują w okolicach 10-12%, tymczasem w przypadku LW Bogdanka wskaźnik ten wynosi ponad 30%. W ostatnich latach inwestycje LWB stanowiły ponad 13% inwestycji całego sektora (łącznie z węglem koksowym), podczas gdy udział lubelskiej kopalni w ogólnym wydobyciu wynosił tylko 6,6%. Obserwowane obecnie pogorszenie koniunktury może tylko pogłębić te dysproporcje i doprowadzić do dalszego ograniczania prac inwestycyjnych w kopalniach śląskich. W połączeniu z potencjalnymi zamknięciami nierentownych pól będzie to oznaczać spadek zagregowanej podaży węgla energetycznego w Polsce, która w perspektywie najbliższych 2 lat dostosuje się do prognozowanego niższego popytu. Z punktu widzenia efektywnej kosztowo kopalni Bogdanka, która planuje zwiększenie wydobycia o 2 mln ton w 2011 roku i o kolejne 3,7 mln ton w 2014 roku, takie tendencje będą korzystne. Powinny one pozwolić Spółce na umocnienie swojej pozycji, jako dostawcy u dotychczasowych głównych klientów (EI. Kozienice, EI. Połaniec, EI. Ostrołęka, EC Puławy), a także umożliwić realizację dostaw do odbiorców zlokalizowanych w bardziej oddalonych częściach kraju (zapytania ofertowe ze Śląska pojawiały się już w 2008 roku). Ostatecznie udział LWB w rynku węgla energetycznego w 2014 roku powinien się zwiększyć z obecnych 7,8% do 15-17%.

Inwestycje w relacji do przychodów w polskim górnictwie



Źródło: Ministerstwo Gospodarki, LW Bogdanka

Zużycie węgla w elektrowniach i ich lokalizacja względem Bogdanki

Elektrownie węglowe	Zainstalowana moc w MW	Szacunkowe roczne zużycie węgla w mln ton	Odległość od kopalni Bogdanka w km
Elektrownia Kozienice	2 820	5,2	105
Elektrownia Ostrołęka	647	1,3	237
Elektrownia Połaniec	1 800	3,5	161
Elektrownia Stalowa Wola	350	0,7	109
Zespół Elektrowni Dolna Odra	1 742	3,6	697
Elektrownia Opole	1 532	3,1	384
Elektrownia Jaworzno	1 535	3,6	305
Elektrownia Łagisza	840	1,2	309
Elektrownia Łaziska	1 155	2,6	339
Elektrownia Rybnik	1 775	4,0	363
Elektrownia Skawina	490	1,0	283
Elektrownia Siersza	786	1,4	294
Elektrownia Halemba	200	0,2	331
Pozostałe elektrownie zawodowe i elektrociepłownie	5 020	12,3	-
RAZEM	20 692	43,7	-

Źródło: Enea, PKE, PGE, szacunki DI BRE

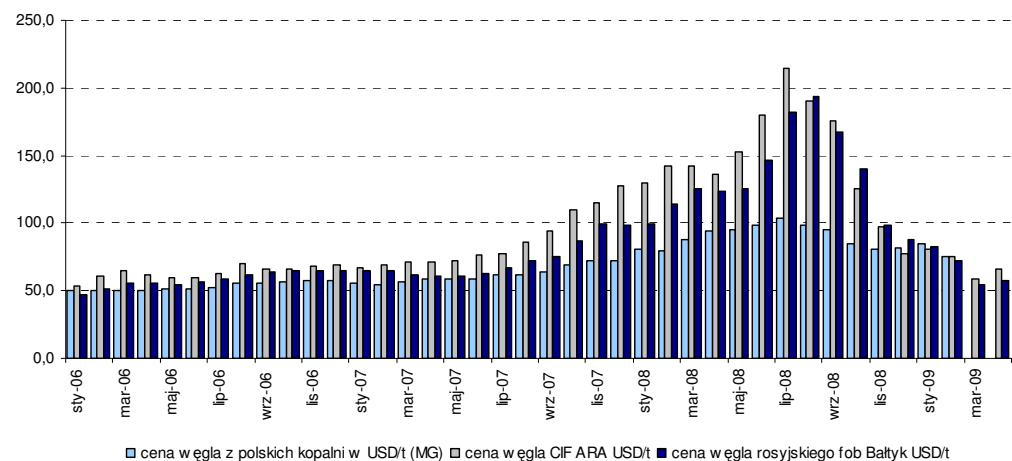
Powyższe zestawienie obejmuje projekty, których realizacja nie została ostatecznie zatwierdzona i z punktu widzenia spółki i sektora stanowi optymistyczny wariant.

Ceny węgla w Polsce vs. ceny światowe

- Quasi regulacja cen węgla energetycznego w Polsce przez ceny energii, której efektem są różnice w cenach osiąganych przez polskie kopalnie vs. spotowe ceny ze światowych notowań (szczególnie widoczne w okresie ubiegłorocznego boomu na węgiel gdy ceny w portach ARA dochodziły do 200 USD/t, a ceny loco polskich kopalni sięgały zaledwie 100 USD/t).
- Ceny w kontraktach z energetyką w 2009 wzrosły o około 25%, ale w związku z dużą presją na obniżenie cen energii ze strony przemysłu (obecne kontrakty przewidują zwiększenie cen prądu o 30-40%) oraz konkurencją z importu istnieje ryzyko renegocjacji umów na dostawy węgla.
- Światowe ceny węgla wykazują ścisłą korelację z notowaniami ropy naftowej. Przy założeniu długoterminowych cen ropy na poziomie 90 USD/Bbl implikowana cena węgla wynosiłaby około 118 USD/t. Po roku 2013 w Europie korelacja ta może zostać nieco zaburzona z uwagi na implementację postanowień pakietu klimatycznego, ale ze względu na niewielki udział UE w globalnej konsumpcji węgla (10%) nie powinno być to zjawisko znaczące.

Przedstawiona wcześniej napięta sytuacja na Polskim rynku węgla kamiennego w 2008 roku nie mogła pozostać bez wpływu na kształtowanie się cen. Warto jednak w tym miejscu przeanalizować notowania surowca w kontraktach polskich kopalni w kontekście tendencji cenowych na świecie, co pozwoli na lepsze zrozumienie specyfiki krajowego rynku. Otóż pierwsza połowa 2008 roku (praktycznie do sierpnia) to okres bardzo dynamicznego wzrostu cen węgla na światowych giełdach (notowania w portach ARA wzrosły w tym czasie ze 120 USD/t do 215 USD/t), który wynikał z kilku czynników, m.in. administracyjnego wstrzymania eksportu z Chin, problemów z logistyką kolejową w Rosji, problemów produkcyjnych w kluczowych krajach, spadku światowych zapasów oraz wyraźnego wzrostu aktywności inwestorów na rynku transakcji terminowych. W miarę jednak rozwijającego się kryzysu finansowego, problemów z płynnością ograniczających transakcyjność oraz spadającego popytu, notowania węgla w ślad za innymi towarami zaczęły mocno spadać i ostatecznie na koniec roku w portach ARA płacono za tonę 80 USD. Na polskim rynku tendencje cenowe były podobne, aczkolwiek znacząco różniły się co do skali wspomnianych ruchów. Wynikało to przede wszystkim ze struktury sprzedaży, która w zdecydowanej większości (67% produkcji) jest kierowana do sektora energetycznego, gdzie podwyżki są ograniczane przez regulowane ceny energii. Cena węgla, który stanowi około dwóch trzecich w kosztach wytwarzania, jest bowiem kluczowym wyznacznikiem rentowności produkcji prądu i nie może funkcjonować w Polsce w oderwaniu od cen 1MWh.

Ceny węgla na rynku europejskim



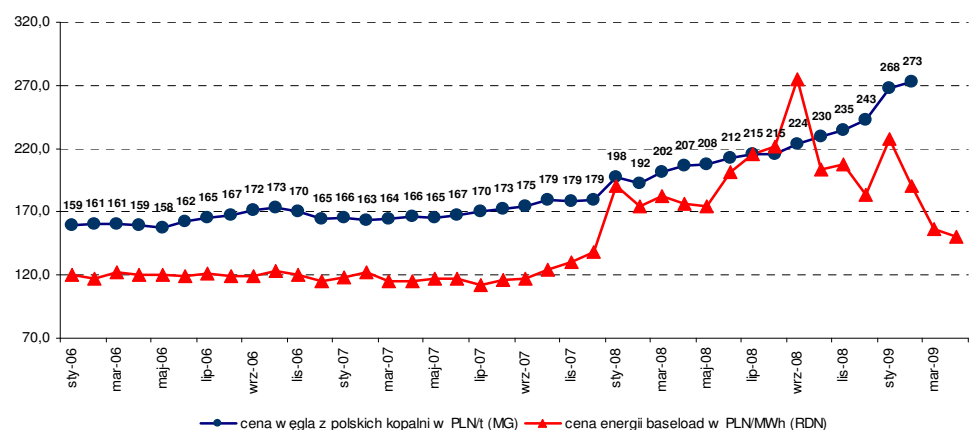
Cena polskiego węgla o średniej kaloryczności około 23 MJ/kg

Cena węgla w portach ARA o kaloryczności 25 MJ/kg

Źródło: Ministerstwo Gospodarki, Bloomberg

Właśnie ze względu na przedstawiony wcześniej mechanizm quasi regulacji cen, polskie kopalnie były w stanie w ubiegłym roku zwiększyć ceny średnio tylko o 24% (dla sektora energetycznego te wzrosty wynosiły nieco mniej), podczas gdy w portach europejskich wzrost wyniósł aż 70%. Ta znacząca dysproporcja została jednak w ostatnich miesiącach zlikwidowana z uwagi na drastyczne spadki notowań surowca w Europie. Obecnie cena węgla w polskich kopalniach jest już zbliżona do notowań ARA (po uwzględnieniu kosztów transportu) i wszystko wskazuje na to, że górnictwo będzie dążyło do utrzymania tych poziomów w kontraktach z energetyką. Oznacza to jednak kilkunastoprocentowy wzrost średnich kosztów dla energetyki w relacji do 2008 roku. Firmy energetyczne już uwzględniły to w swoich cennikach dla przemysłu, podnosząc ceny dla tej grupy odbiorców średnio o 30-40%, ale próba przeniesienia tych wyższych kosztów również na odbiorców indywidualnych spotkała się ze sprzeciwem URE, który zgodził się tylko na 10%. Regulator wezwał również energetykę do renegocjacji już zawartych umów z firmami przemysłowymi (ta część rynku nie podlega taryfikacji URE). Jeśli ceny energii wzrosną w znacznie mniejszym stopniu niż oczekiwano tego elektrownie (przy obserwowanym spadku popytu jest to bardzo prawdopodobne), to mogą one wywierać presję na kopalnie i próbować renegocjować tegoroczne kontrakty węglowe. Na razie trudno jest określić poziom ryzyka takiego scenariusza z punktu widzenia LWB. Wiele będzie również zależało od sytuacji na rynku europejskim, gdzie rozwijający się kryzys gospodarczy może przełożyć się na kształtowanie się cen węgla (spadek produkcji w hutach i obniżenie zapotrzebowania na energię). Warto w tym miejscu jednak podkreślić, że LWB ma na tle branży najniższy koszt jednostkowy wydobycia, co może pozwolić jej w średnim terminie stać się beneficjentem aktualnych zawirowań rynkowych.

Ceny węgla w polskich kopalniach vs. ceny energii

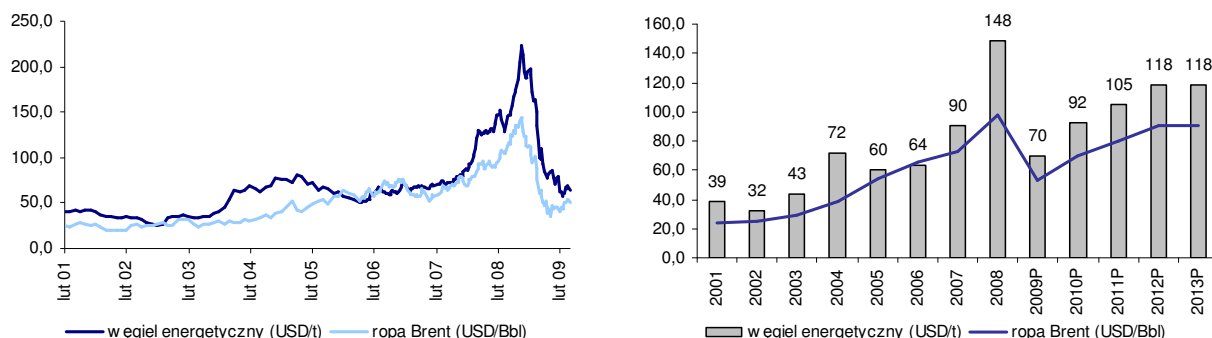


Źródło: Ministerstwo Gospodarki, Towarowa Giełda Energii, szacunki DI BRE

W dłuższej perspektywie, w kontekście oczekiwanej liberalizacji polskiego rynku energii i jego integracji z infrastrukturą innych krajów europejskich, ceny polskiego węgla powinny w coraz

większym stopniu być skorelowane z notowaniami światowymi. Warto więc zwrócić uwagę na bliską zależność tych notowań z cenami ropy naftowej, co obrazuje poniższy wykres. Zakładając, że w perspektywie kilku najbliższych lat notowania mieszanki Brent wrócą do poziomu 90 USD/Bbl i bazując na prostej regresji można estymować średnioterminową cenę węgla w portach ARA na poziomie 118 USD/t. Po uwzględnieniu kaloryczności i kursu USD/PLN na poziomie 3,0 implikowałoby to poziom 14,2 PLN/GJ, czyli znacznie więcej niż Bogdanka uzyskiwała od swoich klientów w roku 2008. Można co prawda dyskutować, czy po roku 2013, który oznacza rozpoczęcie częściowego aukcjoningu certyfikatów emisyjnych CO₂, ta korelacja cen węgla z ropą nie będzie zachwiana. Trudno w tym momencie to jednoznacznie przewidzieć, aczkolwiek niewielki udział UE w globalnej konsumpcji węgla (około 10%) może w naszej opinii utrudnić sektorowi energetycznemu przeniesienie istotnej części kosztów pakietu klimatycznego na dostawców paliwa.

Historyczne i estymowane ceny węgla energetycznego w Europie vs. notowania ropy



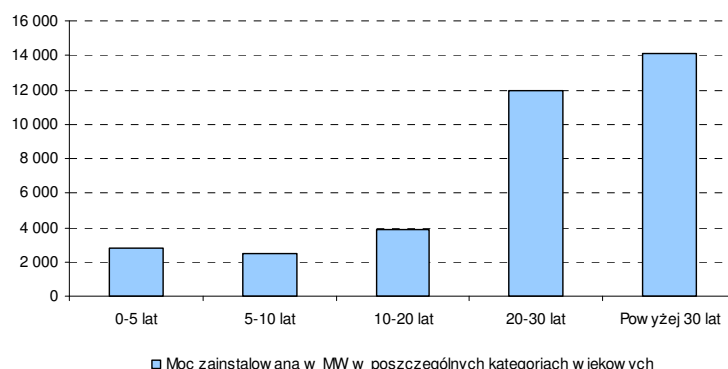
Źródło: Bloomberg, szacunki DI BRE

Planowane inwestycje, a pakiet klimatyczny

- Około 40% zainstalowanych mocy ma ponad 30 lat i wymaga zastąpienia. Inwestycje odtworzeniowe szacowane na 15-20 mld EUR. Wzrost popytu na energię to potrzeba dodatkowych 6000 MW.
- Węgiel utrzyma dominującą pozycję tylko w sytuacji udoskonalenia i wdrożenia na dużych blokach instalacji wychwytywania i składowania CO₂. Bez tej technologii przy założeniu kupowania 100% certyfikatów emisyjnych na aukcjach, budowa kotłów węglowych nie będzie ekonomicznie uzasadniona, mimo niższych np. w relacji do gazu cen paliwa.
- Realizacja ogłoszonych inwestycji w bloki węglowe o mocy 16 GW uzależniona od kwalifikacji na darmowe CO₂ od 2013 roku. Na razie nie ma jeszcze jasno określonych kryteriów.
- Koncentracja wielu nowych bloków w zasięgu handlowym kopalni w Bogdanie. Popyt na nowe moce wydobywcze wydaje się zabezpieczony, pozytywnie wypada także analiza dopasowania czasowego w tym zakresie. Szansa na nowych bardziej oddalonych odbiorców z uwagi na prognozę spadku wydobywania w kopalniach śląskich.

Polski sektor energetyczny wymaga ogromnych nakładów inwestycyjnych nie tylko ze względu na prognozy wzrostu popytu na prąd i konieczność zwiększenia mocy wytwórczych, ale również z uwagi na potrzebę zastąpienia bloków, których żywotność będzie powoli dobiegać końca. Około 40% zainstalowanej mocy ma już ponad 30 lat i w ciągu najbliższych 15-20 lat będzie musiało być wycofane z eksploatacji. Oznacza to konieczność odtworzenia około 14 GW mocy wytwórczych (w tym 12 GW w węglu kamiennym), co może kosztować w zależności od rodzaju paliwa od 15 do 20 mld EUR. Kwoty tego rzędu to wydatek, którego polskie koncerny energetyczne nie będą w stanie udźwignąć bez wsparcia banków i zagranicznych inwestorów branżowych. Zabezpieczenie finansowania będzie jednak warunkowane perspektywą liberalizacji rynku energii, która pozwoli na poprawę rentowności sektora, co będzie zarówno zabezpieczeniem wiarytelności z punktu widzenia banków, jak i zachętą inwestycyjną dla energetycznych gigantów z zagranicy.

Szacunkowy wiek energetycznych mocy wytwórczych w Polsce



Źródło: ARE

Jednym z głównych czynników determinujących procesy inwestycyjne w polskim sektorze energetycznym, obok kwestii finansowania poszczególnych projektów, będą ustalenia unijnego pakietu klimatycznego i związane z nimi ograniczenia emisji dwutlenku węgla. Nie bez znaczenia będą również obowiązujące limity na emisję tlenków siarki i azotu, choć w tym wypadku planowane uruchomienie w tym roku handlu certyfikatami na te gazy może dla niektórych elektrowni posiadających już instalacje odsiarczania i redukcji emisji NOx przynieść dodatnie przepływy z tytułu odsprzedaży nadwyżek. Jeśli chodzi o dwutlenek węgla wpływ będzie już jednak tylko negatywny. Zgodnie z unijnymi uzgodnieniami, polskie elektrownie zobowiązane zostały od 2013 roku do zakupu 30% uprawnień na emisję na aukcjach. Udział ten będzie się systematycznie zwiększał do 100% w 2020 roku. Przywilej darmowych certyfikatów będzie jednak dostępny tylko już istniejącym blokom albo tym, których budowa rozpoczęła się przed końcem 2008 roku. Pozostali będą zmuszeni do zakupu 100% uprawnień na rynku, co przy prognozowanym wzroście cen certyfikatów CO₂, (KE szacuje, że mogą one przekroczyć poziom 30 EUR/t) może kwestionować opłacalność budowy nowych bloków węglowych. W takim scenariuszu jedyną szansą dla energetyki węglowej będzie budowa instalacji przystosowanych do wychwytu i składowania dwutlenku węgla (CCS), na które będzie można uzyskać wsparcie w wysokości 15% inwestycji ze środków pochodzących z aukcji uprawnień emisyjnych. Na razie jest jeszcze za wcześnie aby oceniać jak pakiet klimatyczny może wpłynąć na realizację przedstawionych poniżej planów budowy nowych elektrowni, gdyż nadal nie ma szczegółowych kryteriów „fizycznego rozpoczęcia inwestycji”, które projekty będą musiały spełnić aby zakwalifikować się na częściowo darmowe uprawnienia w latach 2013-20. Wstępnej weryfikacji tych inwestycji można spodziewać się w połowie tego roku, ale na pewno bez zmian tych planów się nie obejdzie. Dużą niewiadomą jest również efektywność technologii, która na razie jest wdrożona tylko w pilotażowym 30 MW projekcie Vattenfall w Niemczech (nad podobnymi blokami pracują RWE i EON, instalację wychwytywania i składowania CO₂ ma instalować również PGE na nowych blokach w Bełchatowie) i trudno wyrokować jak będzie sprawdzać się na blokach o większej skali, tym bardziej że sam proces wychwytywania CO₂ obniża sprawność elektrowni nawet o 10%.

Planowane inwestycje w nowe bloki energetyczne oparte na węglu kamiennym w Polsce

Inwestorzy	Lokalizacja	Moc	Zapotrzebowanie na węgiel w mln ton	Koszt budowy	Szacunkowy termin uruchomienia	Odległość od Bogdanki w km
RWE, Kompania Węglowa	Wola koło Pszczyny	800	1,6 mln ton	1,3-1,4 mld EUR	2013	340
PKE- TAURON	Łagisza w Będzinie	460	0,9 mln ton	0,5 mld EUR	1Q 2009	309
PKE- TAURON	Jaworzno	900	1,8 mln ton	1,4 mld EUR	starania o pozwolenie	305
PKE- TAURON	Halemba w Rudzie Śląskiej	460	0,9 mln ton	0,69 mld EUR	starania o pozwolenie	331
PKE- TAURON	Blachownia	900	1,8 mln ton	1,4 mld EUR	starania o pozwolenie	300
Enea	Kozienice	2 000	4,1 mln ton	10,5 mld PLN	2014-15	105
Vattenfall	Gniew	1 600	3,3 mln ton	8 mld PLN	2013	429
Fortum	EC Częstochowa	120	0,2 mln ton	?	2010	290
PGE	Opole	2 000	4,1 mln ton	3 mld EUR	2014-14	384
PGE	ZE DO	800	1,6 mln ton	1,2 mld EUR	2015	697
PGE	E Turów	500	1,0 mln ton	0,75 mld EUR	2015-15	600
Energa	Ostrołęka	1 000	2,0 mln ton	1,5 mld EUR	2015	237
Vattenfall	Siekierki	480	1,0 mln ton	0,7 mld EUR	2014	177
Electrabel	?	460	0,9 mln ton	0,69 mld EUR	2012	-
EDF	Rybnik	900	1,8 mln ton	1,5 mld EUR	?	363
PGE	Bogdanka	1 600	3,3 mln ton	1,8 mld EUR	2015	0
Vattenfall, ZA Puławy	Puławy	1 400	2,9 mln ton	2,1 mld EUR	2014	70
Razem		- 16 380	33,4 mln ton	23,9 mld EUR	-	-

Źródło: opracowanie DI BRE, PGE, PKE, ZA Puławy, informacje prasowe

Ważnym aspektem z punktu widzenia kopalni w Bogdance jest to, iż znaczna część już rozpoczętych lub zapowiadanych inwestycji wykorzystujących węgiel jako paliwo ma być zlokalizowana właśnie w zasięgu handlowym Spółki. Co ważne część z nich (bloki w Kozienicach, Ostrołęce czy EC Siekierki) ma dużą szansę na zakwalifikowanie się na „darmowe” uprawnienia wynikające z pakietu klimatycznego, gdyż procesy inwestycyjne już trwają. Nawet więc przy negatywnym scenariuszu niedojścia do skutku ambitnych planów ZAP o megakompleksie chemicznym z instalacją zgazowania węgla i elektrownią, popyt na surowiec we wschodniej Polsce wzrośnie w perspektywie 2014-15 roku znacznie bardziej niż podaź z Bogdanki w związku z uruchomieniem Pola Stefanów. Mogą co prawda pojawić się pewne niedopasowania czasowe w związku z różnymi terminami zakończenia poszczególnych inwestycji i będzie to stanowić wyzwanie handlowe dla Zarządu kopalni. Jednak w kontekście oczekiwanych spadków wydobywania na Śląsku uplasowanie dodatkowych wolumenów u odbiorców bardziej oddalonych od Bogdanki może okazać się niezbyt trudne. Podsumowując więc ten rozdział, wszystko wskazuje na to, że nawet w niekorzystnym z punktu widzenia energetyki węglowej otoczeniu regulacyjnym, istnieje wysokie prawdopodobieństwo pełnego zakontraktowania przez Spółkę planowanych zwiększonych wolumenów węgla. Problemy z popytem mogą pojawić się dopiero po roku 2020, w sytuacji gdy nie uda się dostosować technologii CCS do bloków o dużej skali i zapewnić odpowiedniej infrastruktury składowania CO₂.

Potencjalne nowe projekty oparte na węglu w sąsiedztwie kopalni Bogdanka vs. wydobywanie

	2009-11	2011	2012-13	2014	2015
Wydobywanie w kopalni Bogdanka	5,4 mln ton	7,4 mln ton	8,8-9,0 mln ton	11,1 mln ton	11,1 mln ton
Zmiany wydobywania w polskich kopalniach					
Nowy blok w elektrowni Ostrołęka 1000MW*					+2 mln ton
Nowe bloki w Elektrowni Kozienice 2x1000MW				+2 mln ton	+2 mln ton
Elektrownia w Puławach (ZAP, Vattenfall) 1400 MW				+2,9 mln ton	
Zgazowanie węgla w Puławach			+1,2 mln ton		
Elektrownia PGE w Bogdance 1600 MW*					+4 mln ton
EC Siekierki 480 MW				+1 mln ton	
Razem dodatkowy popyt na węgiel			+1,2 mln ton	+5,9 mln ton	+7 mln ton

Źródło: opracowanie DI BRE na podstawie prospektu i informacji spółek energetycznych, mało realne żeby powstały projekty w tak dużej bliskości od siebie, bezpieczniejszym założeniem jest jeden z nich

Rachunek wyników

(mln PLN)	2006	2007	2008
Przychody ze sprzedaży	836,9	862,5	1 033,3
<i>zmiana</i>	<i>-7,4%</i>	<i>3,1%</i>	<i>19,8%</i>
Koszty wytworzenia	628,8	643,4	727,9
EBIT	128,8	121,4	203,5
<i>zmiana</i>	<i>8,8%</i>	<i>-5,8%</i>	<i>67,7%</i>
<i>marża EBIT</i>	<i>15,4%</i>	<i>14,1%</i>	<i>19,7%</i>
Wynik na działalności finansowej	4,4	0,8	-1,6
Wynik zdarzeń nadzwyczajnych	0,0	0,0	0,0
Pozostałe	0,0	0,0	0,0
Zysk brutto	133,1	122,1	201,9
Podatek dochodowy	27,4	27,8	46,1
Udziałowcy mniejszościowi	0,0	-0,2	0,2
Zysk netto	105,7	94,1	156,0
<i>zmiana</i>	<i>7,4%</i>	<i>-11,0%</i>	<i>65,8%</i>
<i>marża</i>	<i>12,6%</i>	<i>10,9%</i>	<i>15,1%</i>
Amortyzacja	112,6	122,1	136,2
EBITDA	241,4	243,4	339,6
<i>zmiana</i>	<i>13,6%</i>	<i>0,8%</i>	<i>39,5%</i>
<i>marża EBITDA</i>	<i>28,8%</i>	<i>28,2%</i>	<i>32,9%</i>
Liczba akcji na koniec roku (mln.)	23,0	23,0	23,0
EPS	4,6	4,1	6,8
CEPS	14,0	15,4	21,0
ROAE	12,0%	10,1%	15,1%
ROAA	8,5%	7,0%	10,2%

Bilans

(mln PLN)	2006	2007	2008
AKTYWA	1 280,8	1 398,4	1 657,4
Majątek trwały	1 066,2	1 206,5	1 386,0
Wartości niematerialne i prawne	11,2	11,4	10,1
Rzeczowe aktywa trwałe	1 023,4	1 158,3	1 334,0
Należności długoterminowe	0,5	0,5	0,9
Inwestycje długoterminowe	0,5	0,1	0,0
Środki pieniężne i ich ekwiwalent	30,7	36,3	41,1
Majątek obrotowy	214,6	191,9	271,4
Zapasy	34,3	41,8	35,1
Należności krótkoterminowe	83,7	101,6	135,8
Nadpłacony podatek dochodowy	5,9	0,0	0,7
Środki pieniężne i ich ekwiwalent	90,7	48,5	99,9

(mln PLN)	2006	2007	2008
PASYWA	1 280,8	1 398,4	1 657,4
Kapitał własny	911,8	955,9	1 106,3
Kapitał akcyjny	246,2	246,2	246,2
Kapitał zapasowy	299,1	325,5	400,0
Pozostałe kapitały	366,5	384,2	460,1
Udziałowcy mniejszościowi	9,6	9,7	9,5
Zobowiązania długoterminowe	212,3	231,1	222,9
Dług	0,0	30,0	0,0
Pozostałe	212,3	201,1	222,9
Zobowiązania krótkoterminowe	147,2	201,7	318,8
Dług	0,0	20,0	100,0
Pozostałe	147,2	181,7	218,8
Dług	0,0	50,0	100,0
Dług netto	-90,7	1,5	0,1
(Dług netto / Kapitał własny)	-10,0%	0,2%	0,0%
(Dług netto / EBITDA)	-0,4	0,0	0,0
BVPS	39,6	41,5	48,1

Przepływy pieniężne

(mln PLN)	2006	2007	2008
Przepływy operacyjne	216,6	214,6	333,1
Zysk netto	105,7	94,1	156,0
Amortyzacja	112,6	122,1	136,2
Kapitał obrotowy	-1,7	-1,6	40,9
Przepływy inwestycyjne	-216,8	-260,8	-327,9
CAPEX	-216,8	-260,8	-327,9
Przepływy finansowe	-38,6	3,5	46,2
Dług	0,0	50,0	50,0
Dywidendy/buy-back	-43,5	-50,0	-5,6
Pozostałe	5,0	3,6	1,9
Zmiana stanu środków pieniężnych	-38,7	-42,6	51,4
Środki pieniężne na koniec okresu	90,8	48,1	99,9
DPS (PLN)	1,9	2,2	0,2
FCF	-3,6	-46,6	6,2
(CAPEX / Przychody ze sprzedaży)	25,9%	30,2%	31,7%

Wskaźniki rynkowe

	2006	2007	2008
P/E	10,5	11,7	7,1
P/CE	3,4	3,1	2,3
P/BV	1,2	1,2	1,0
P/S	1,3	1,3	1,1
FCF/EV	-0,4%	-4,2%	0,6%
EV/EBITDA	4,2	4,6	3,3
EV/EBIT	8,0	9,2	5,5
EV/S	1,2	1,3	1,1
DYield	3,9%	4,5%	0,5%
Cena (PLN)	48,0		
Liczba akcji na koniec roku (mln)	23,0	23,0	23,0
MC (mln PLN)	1105,6	1105,6	1105,6
Kapitał udziałowców mniej. (mln PLN)	9,6	9,7	9,5
EV (mln PLN)	1 024	1 116,8	1 115,2



Michał Marczak tel. (+48 22) 697 47 38
Dyrektor Zarządzający
Dyrektor Departamentu Analiz
micchal.marczak@dibre.com.pl
Strategia, Telekomunikacja, Surowce, Metale, Media

Departament Analiz:

Marta Jeżewska tel. (+48 22) 697 47 37
Wicedyrektor
marta.jezewska@dibre.com.pl
Banki

Analitycy:

Kamil Kliszczyk tel. (+48 22) 697 47 06
kamil.klisczyk@dibre.com.pl
Paliwa, Chemia, Handel

Piotr Grzybowski tel. (+48 22) 697 47 17
piotr.grzybowski@dibre.com.pl
IT, Media

Maciej Stokłosa tel. (+48 22) 697 47 41
maciej.stoklosa@dibre.com.pl
Budownictwo, Deweloperzy

Departament Sprzedaży Instytucjonalnej:

Piotr Dudziński tel. (+48 22) 697 48 22
Dyrektor
piotr.dudzinski@dibre.com.pl

Marzena Łempicka– Wilim tel. (+48 22) 697 48 95
Wicedyrektor
marzena.lempicka@dibre.com.pl

Maklerzy:

Emil Onyszczyk tel. (+48 22) 697 49 63
emil.onyszczyk@dibre.com.pl

Grzegorz Stępień tel. (+48 22) 697 48 62
grzegorz.stepien@dibre.com.pl

Tomasz Dudź tel. (+48 22) 697 49 68
tomasz.dudz@dibre.com.pl

Michał Jakubowski tel. (+48 22) 697 47 44
micchal.jakubowski@dibre.com.pl

Tomasz Jakubiec tel. (+48 22) 697 47 31
tomasz.jakubiec@dibre.com.pl

Grzegorz Strublewski tel. (+48 22) 697 48 76
grzegorz.strublewski@dibre.com.pl

„Prywatny Makler”

Jacek Szczepański tel. (+48 22) 697 48 26
Dyrektor BSOZ
jacek.szczepanski@dibre.com.pl

Paweł Szczepanik tel. (+48 22) 697 49 47
Sprzedaż
pawel.szczepanik@dibre.com.pl

Dom Inwestycyjny
BRE Banku S.A.
ul. Wspólna 47/49
00-950 Warszawa
www.dibre.com.pl



Wyjaśnienia użytych terminów i skrótów:

EV - dług netto + wartość rynkowa (EV- wartość ekonomiczna)

EBIT - Zysk operacyjny

EBITDA - zysk operacyjny przed operacjami finansowymi, opodatkowaniem i amortyzacją

BOOK VALUE - wartość księgową

WNDB - wynik na działalności bankowej

P/CE - cena do zysku wraz z amortyzacją

MC/S - wartość rynkowa do przychodów ze sprzedaży

EBIT/EV - zysk operacyjny do wartości ekonomicznej

P/E - (Cena/Zysk) - Cena dzielona przez roczny zysk netto przypadający na jedną akcję

ROE - (Return on Equity - Zwrot na kapitale własnym) - Roczny zysk netto dzielony przez średni stan kapitałów własnych

P/BV - (Cena/Wartość księgową) - Cena dzielona przez wartość księgową przypadającą na jedną akcję

Dług netto - kredyty + papiery dłużne + oprocentowane pożyczki - środki pieniężne i ekwiwalent

Marża EBITDA - EBITDA / Przychody ze sprzedaży

Rekomendacje Domu Inwestycyjnego BRE Banku S.A.

Rekomendacja jest ważna w okresie 6-9 miesięcy, o ile nie nastąpi wcześniejsza jej zmiana. Oczekiwane zwroty z poszczególnych rekomendacji są następujące:

KUPUJ - oczekujemy, że stopa zwrotu z inwestycji wyniesie co najmniej 15%

AKUMULUJ - oczekujemy, że stopa zwrotu z inwestycji znajdzie się w przedziale 5%-15%

TRZYMAJ - oczekujemy, że stopa zwrotu z inwestycji znajdzie się w przedziale -5% do +5%

REDUKUJ - oczekujemy, że stopa zwrotu z inwestycji znajdzie się w przedziale od -5% do -15%

SPRZEDAJ - oczekujemy, że inwestycja przyniesie stratę większą niż 15%.

Rekomendacje są aktualizowane przynajmniej raz na 9 miesięcy.

Niniejsze opracowanie wyraża wiedzę oraz poglądy jego autorów, według stanu na dzień sporządzenia opracowania. Niniejsze opracowanie zostało sporządzone z zachowaniem należytej staranności, rzetelności oraz zasad metodologicznej poprawności i obiektywizmu na podstawie ogólnodostępnych informacji, które DI BRE Banku S.A. uważa za wiarygodne, w tym informacji publikowanych przez emitentów, których akcje są przedmiotem opracowania DI BRE Banku S.A. nie gwarantuje jednakże dokładności ani kompletności opracowania, w szczególności w przypadku, gdyby informacje na których oparto się przy sporządzaniu opracowania okazały się niedokładne, niekompletne, lub nie w pełni odzwierciedlały stan faktyczny.

Niniejsze opracowanie nie stanowi oferty lub zaproszenia do subskrypcji lub zakupu instrumentów finansowych. Niniejszy dokument ani żaden z jego zapisów nie będzie stanowił podstawy do zawarcia umowy lub powstania zobowiązania. Niniejsze opracowanie jest przedstawione wyłącznie w celach informacyjnych i nie może być kopiowane lub przekazywane osobom trzecim. W szczególności ani niniejszy dokument, ani jego kopia nie mogą zostać bezpośrednio lub pośrednio przekazane lub wydane w USA, Australii, Kanadzie, Japonii.

Inwestowanie w akcje wiąże się z szeregiem ryzyk związanych między innymi z sytuacją makroekonomiczną kraju, zmianą regulacji prawnych, zmianami sytuacji na rynkach towarowych. Wyeliminowanie tych ryzyk jest praktycznie niemożliwe.

DI BRE Banku S.A. nie ponosi odpowiedzialności za decyzje inwestycyjne podjęte na podstawie niniejszego opracowania, ani za szkody poniesione w wyniku decyzji inwestycyjnych podjętych na podstawie niniejszego opracowania.

Jest możliwe, że DI BRE Banku S.A. świadczy, będzie świadczyć, lub w przeszłości świadczył usługi na rzecz przedsiębiorców i innych podmiotów wymienionych w niniejszym opracowaniu.

DI BRE Banku S.A. jest oferującym akcje emitenta w ofercie publicznej

DI BRE Banku S.A. pełni funkcję animatora emitenta.

DI BRE Banku S.A. otrzymuje wynagrodzenie od emitenta za świadczone usługi.

DI BRE Banku, jego akcjonariusze i pracownicy mogą posiadać długie lub krótkie pozycje w akcjach emitentów lub innych instrumentach finansowych powiązanych z akcjami emitentów wymienionych w opracowaniu.

Powielanie bądź publikowanie niniejszego opracowania lub jego części, lub rozpowszechnianie w inny sposób informacji zawartych w niniejszym opracowaniu wymaga uprzedniej, pisemnej zgody DI BRE Banku S.A.

Adresatami opracowania są wszyscy klienci Domu Inwestycyjnego BRE Banku SA .

Nadzór nad działalnością Domu Inwestycyjnego BRE Banku SA sprawuje Komisja Nadzoru Finansowego.

DI BRE Banku S.A. pełni funkcję animatora emitenta dla następujących spółek: Certyfikaty Skarbiec Nieruchomości, Erbud, Es-System, Macrologic, Magellan, Mieszko, Mondi, Monnari Trade, Nepentes, Optopol, Pemug, Polimex-Mostostal, Torfarm.

DI BRE Banku S.A. otrzymuje wynagrodzenie od emitenta za świadczone usługi od następujących spółek: 05 NFI, Agora, Arkus, Bakalland, BRE Bank, Elektrobudowa, Erbud, Es-System, Farmacol, Fortis Bank, GTC, Komputronik, Macrologic, Mieszko, Mostostal Warszawa, Nepentes, Pemug, PGF, PGNiG, Polimex-Mostostal, Polmos Lublin, Polnord, Prokom Software, Seco Warwick, Sygnity, Torfarm, Unibep.

Asseco Poland świadczy usługi informatyczne na rzecz Domu Inwestycyjnego BRE Banku S.A.

Osoby, które nie uczestniczyły w przygotowaniu opracowania ale miały lub mogły mieć dostęp do opracowania przed jego przekazaniem do publicznej wiadomości, to osoby zatrudnione w DI BRE Banku S.A. upoważnione do bezpośredniego dostępu do pomieszczeń, w których przygotowywane było opracowanie, inne niż analitycy wymienieni jako sporządzający niniejsze opracowanie.