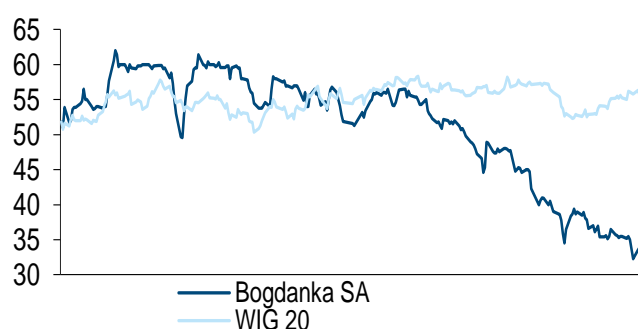


Bogdanka

Trzymaj

PLN mn	2018	2019e	2020e	2021e
Przychody	1 756.7	2 157.0	2 231.7	2 119.1
EBITDA	438.0	766.5	789.5	645.0
EBIT	62.0	341.2	344.7	168.4
Zysk netto dla jedn. dominujące	27.3	278.8	281.8	138.0
Zysk na akcję (PLN)	1.59	8.20	8.28	4.06
Zysk gotówkowy na akcję (PLN)	13.56	20.70	21.36	18.07
Wartość księgową na akcję (PLN)	86.73	94.18	99.19	99.93
Dywidenda na akcję (PLN)	0.00	0.75	3.28	3.31
EV/EBITDA (x)	3.4	1.4	1.3	1.7
P/E (x)	32.3	4.3	4.3	8.8
P/CE (x)	3.8	1.7	1.7	2.0
Stopa dywidendy	0.0%	2.1%	9.2%	9.3%



Cena akcji (PLN) na zamknięciu w dniu	35.5	Reuters	LWBP.WA	Akcje w wolnym obrocie	34.0%
Liczba akcji (mn)	34.0	Bloomberg	LWB.PW	Główni akcjonariusze:	Enea (66%)
Wartość rynkowa (PLN mn)	1 207	Dzień dywidendy	09.07.2019		
Wartość przedsiębiorstwa (PLN mn)	1 065	Cena docelowa	39.0	Strona internetowa:	www.lw.com.pl

Analitik:

Tomasz Duda

+48 22 330 6253

tomasz.duda@erstegroup.com

Negatywne perspektywy cenowo-kosztowe uzasadniają niskie wskaźniki wyceny

Prognozowany spadek udziału węgla w światowym wytwarzaniu energii elektrycznej z 38% do 30% do 2030 (przy 2% wzroście popytu na energię) lub w 2025 (przy 1.4% wzroście popytu) będzie skutkowało spadkiem popytu na węgiel i presją na jego światowe ceny.

W polskiej energetyce przewidziane do odstawienia są bloki węglowe o mocy ponad 10GW do roku 2040, co skutkowałoby spadkiem popytu na węgiel z energetyki o około 36% według naszych estymacji. Jednak spadek popytu na węgiel może być większy i to już w perspektywie 2030 jeśli średnioroczny wzrost popytu na energię elektryczną spowolniłby do 1.0% spadek wyniósłby około 7%, a w przypadku 0% wzrostu wówczas spadek popytu na węgiel z sektora energetyki wyniósłby około 32%.

Również krótkoterminowe perspektywy cenowe są według nas negatywne w związku z zakładanym przez nas spadkiem popytu na węgiel o około 1.4mn ton (wyższa wietrzność, nowe efektywniejsze bloki wypierające z rynku stare bloki) przy jednoczesnym zakładanym wzroście produkcji o około 1mn ton (podwojenie inwestycji przez spółki górnicze) w latach 2019/20. Spodziewany wzrost zapasów węgla powyżej 100 dni zapotrzebowania powinien skutkować presją na ceny węgla w 2020/21.

Spodziewane niższe ceny węgla wystąpią w okresie wysokiej presji kosztowej związanej z niską podażą pracowników w sektorze górniczym. Rezultatem jest spodziewany spadek zdolności do generowania zysków, co skłania nas do wydania rekomendacji **Trzymaj z ceną docelową PLN 39.0**.

Podsumowanie głównych tez inwestycyjnych

Szczyt zapotrzebowania na węgiel wystąpił w 2013 na świecie i od tego czasu popyt spadł o 2.5%, a w krajach rozwiniętych szczyt popytu wystąpił już w 2007 roku – od tego czasu spadek popytu na węgiel w USA wyniósł 42%, a w Europie 25%. Nawet w Chinach spadek zapotrzebowania wyniósł 3.2% od szczytu w roku 2013. Prognozy (IEA, BP, Erste) zakładają spadek udziału węgla w generacji energii elektrycznej do 30% już w roku 2025/2030 w zależności od scenariusza wzrostu popytu na energię elektryczną (1.4% lub 2.0%). Dekarbonizacja w krajach rozwiniętych jest wpisana w polityki rządów i jest przewidziana na lata 2025-2040.

Podobnie w Polsce spadek popytu na węgiel przez sektor energetyczny wyniósł 7.8% w latach 2010-2018 pomimo 10% wzrostu popytu na energię elektryczną w związku z wypieraniem węgla kamiennego przez OZE, gaz i import. Nasze estymacje wskazują, że spadek popytu w kolejnej dekadzie (2021-2030) będzie większy i wyniesie 12.6%, a w kolejnej spadek będzie jeszcze szybszy na poziomie kolejnych 26%, co związane będzie z planowanymi odstawieniami starych bloków węglowych (3.4GW w 2021-2030 i 5.1GW w 2031-2040). Te estymacje biorą pod uwagę jedynie zmianę wynikającą z ogłoszonego kalendarza odstawień, ale sytuacja rynkowa (np. koniec rynku mocy w 2025) może spowodować, że odstawienia nastąpią dużo szybciej niż obecny harmonogram. Do tego dochodzi perspektywa popytowa – jeśli średnioroczny wzrost popytu na energię elektryczną (wynoszący 1.2% w latach 2010-18) będzie niższy to spadki popytu na węgiel kamienny będą znacznie większe. Jeśli średnioroczny wzrost popytu na energię elektryczną spadnie do 1.0% w 2019-2030 wówczas popyt na węgiel spadnie o 7%, a jeśli wzrost popytu wyniesie 0% wówczas popyt na węgiel spadnie o 32%. Przy obecnych poziomach cen CO₂/węgla/gazu to właśnie elektrownie na węgiel kamienny są marginalnymi producentami i to one będą traciły rynek na rzecz nowych źródeł niskoemisyjnych.

Taka perspektywa popytowa będzie miała wpływ na poziom cen węgla. Główni światowi producenci wydobywają węgiel po niższych kosztach i niższych nakładach inwestycyjnych niż polskie kopalnie. Nasze estymacje wskazują, że obecny poziom dna dla cen węgla to około US\$ 52/t – taki poziom cen w Polsce spowodowałby straty i ujemne wolne przepływy gotówkowe – czyli konieczność kolejnej rundy restrukturyzacji kosztowo-inwestycyjnej. W przypadku LW Bogdanki taki poziom cen skutkowałby spadkiem EBITDA o około 40% i ujemnymi przepływami pieniężnymi około PLN 100-200mn – według naszych estymacji (przy założeniu zakładanego na 2019 poziomu kosztów/inwestycji).

Krótkoterminowa perspektywa polskiego rynku węgla również nie jest korzystna - wzrost wietrzności w 2019 oraz nowe efektywne jednostki węglowe przełożą się na spadek popytu na węgiel z energetyki o 1.4mn ton w latach 2019-20, a prognozujemy wzrost wydobycia krajowego o około 1mn ton w tym okresie. Spodziewanym rezultatem jest prognoza wzrostu zapasów węgla powyżej 100 dni pokrycia zapotrzebowania, co zwykle powodowało presję na krajowe ceny węgla.

Perspektywa wzrostu zapasów węgla i spadku cen w 2021, a także niekorzystne długoterminowe trendy popytowe to nie koniec zagrożeń. Presja kosztowa w polskim górnictwie powinna się utrzymać w wyniku spodziewanej sytuacji na polskim rynku pracy. Spodziewane niekorzystne trendy cenowe i kosztowe są głównymi powodami zakładanego przez nas pogorszenia się zdolności do generowania zysków przez LW Bogdankę i naszej rekomendacji Trzymaj z ceną docelową na poziomie PLN 39.

Rynek: światowe trendy na rynku węgla energetycznego

Udział Polski w światowej produkcji węgla wyniósł 1.53%, a udział w światowej generacji energii elektrycznej wyniósł 0.64% w 2018 roku. Tym niemniej światowe trendy wpływają na krajowy rynek węgla poprzez zmiany cen na światowym rynku i w rezultacie poprzez zmianę pozycji konkurencyjnej polskich kopalń.

Światowa produkcja elektryczności urosła od 2000 roku o 71% do 26,615TWh w 2018 (średnioroczny wzrost o 3.0%), a głównymi regionami odpowiadającymi za wzrost były:

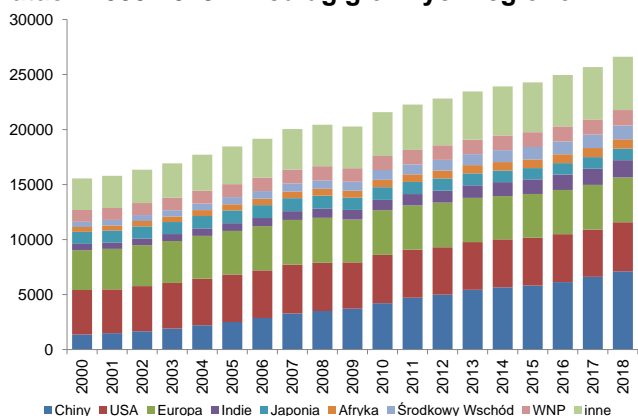
- Chiny (wzrost o 9.6% średniorocznie),
- Indie (wzrost o 5.7% średniorocznie),
- Kraje Środkowego Wschodu (wzrost o 5.5% średniorocznie),

Natomiast wzrost w krajach rozwiniętych był niewielki:

- USA średniorocznie o 0.5%
- Europa średniorocznie o 0.7%.

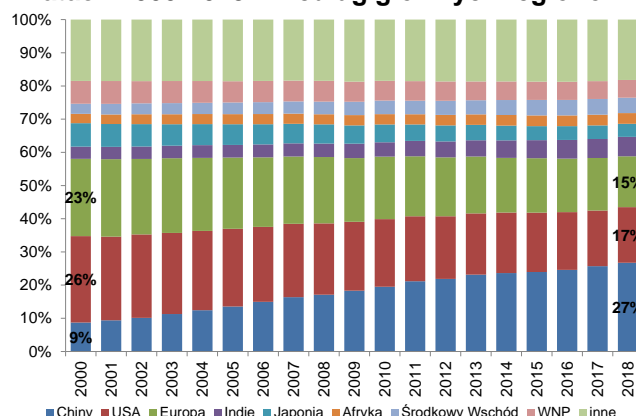
W wyniku tych trendów udział Chin w światowej produkcji energii elektrycznej wzrósł z 8.7% w 2000 do 26.7% w 2018, natomiast udział Europy spadł z 23.3% do 15.3% w tym samym czasie.

Światowa generacja energii elektrycznej w TWh w latach 2000-2018 – według głównych regionów



Źródło: BP Statistical Review, Erste Group Research

Struktura światowej generacji energii elektrycznej w latach 2000-2018 – według głównych regionów



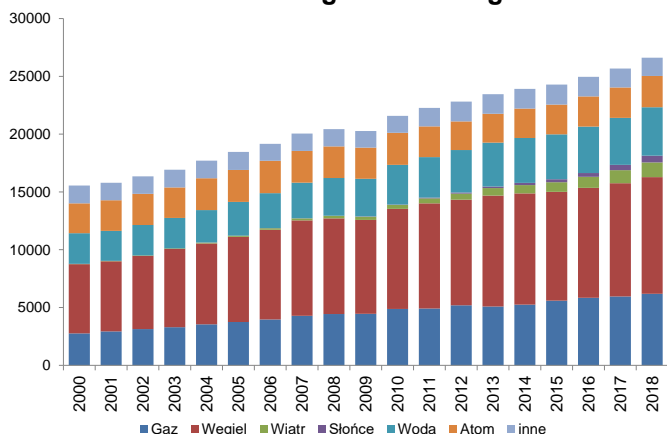
Źródło: BP Statistical Review, Erste Group Research

Kraje rozwijające się oparły rozwój swoich mocy wytwórczych w energetyce w przeważającym stopniu na paliwach kopalnych w związku z czym wzrost generacji energii elektrycznej z węgla na świecie w latach 2000-2018 wyniósł 68.8% czyli 3.0% średniorocznie (w porównaniu do 124% wzrostu generacji z gazu, 58% wzrostu generacji z wody i 4.7% wzrostu wytwarzania z atomu). Udział węgla w światowym wytwarzaniu energii elektrycznej wynoszący 38.5% w 2000 roku osiągnął szczyt wynoszący 41.2% w 2007 i od tego momentu spada do 38% w 2018. Relatywnie stabilny udział węgla spowodowany był oparciem szybkiego rozwoju systemów energetycznych krajów rozwijających się o węgiel, ale także w związku z decyzjami niektórych krajów o wycofywaniu się z atomu, którego udział w światowej generacji spadł z 16.6% w 2000 roku to 10.2% w 2018. Jednocześnie nastąpił szybki rozwój odnawialnych źródeł energii, których udział wzrósł z 17.3% w 2000 roku do 22.7% w 2018, a także gazu, którego udział wzrósł z 17.8% do 23.2%.

Polityka energetyczna poszczególnych państw wskazuje, że podobne trendy tj. wycofywanie się z atomu i znaczący rozwój odnawialnych źródeł energii będzie postępował w kolejnej dekadzie. Zmiana miksu

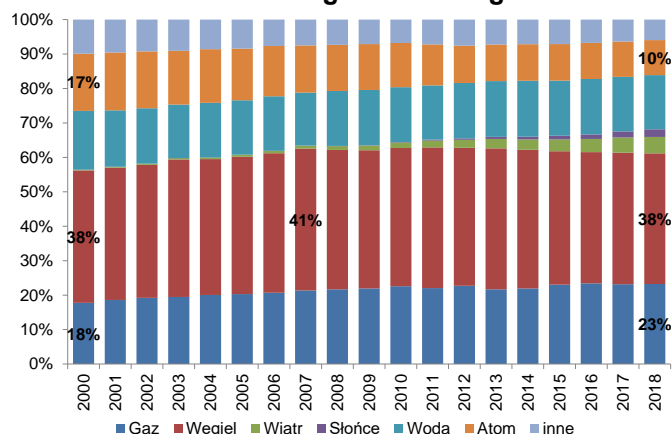
energetycznego w stronę niskoemisyjnych źródeł wpływa na spadek popytu na węgiel.

Światowa generacja energii elektrycznej w TWh w latach 2000-2018 – według źródeł energii



Źródło: BP Statistical Review, Erste Group Research

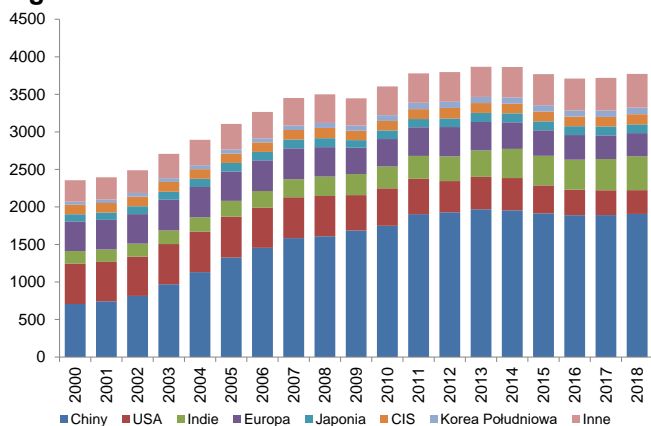
Struktura światowej generacji energii elektrycznej w latach 2000-2018 – według źródeł energii



Źródło: BP Statistical Review, Erste Group Research

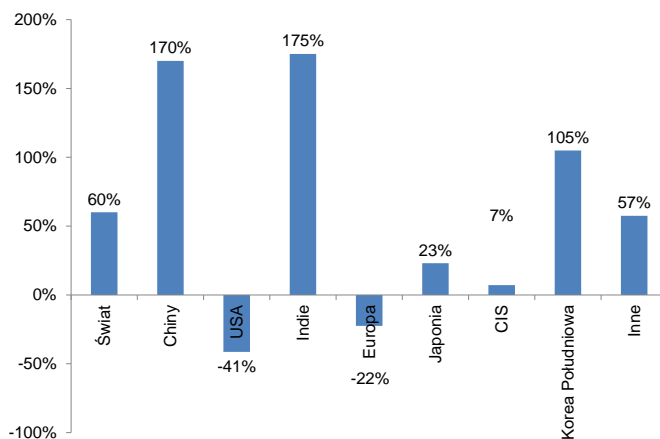
O ile światowa konsumpcja węgla wzrosła od 2000 roku o 60%, to jednak szczyt zapotrzebowania był w roku 2013 a od tego czasu spadek popytu wyniósł 2.5%. Spadek popytu w krajach rozwiniętych od szczytu popytu, który tam wystąpił w 2007 roku, był dużo większy i wyniósł 42% w USA, a w Europie 25%.

Światowa konsumpcja węgla w milionach baryłek ekwiwalentu ropy w latach 2000-2018 – według regionów



Źródło: BP Statistical Review, Erste Group Research

Wzrost konsumpcji węgla w poszczególnych regionach w latach 2000-2018

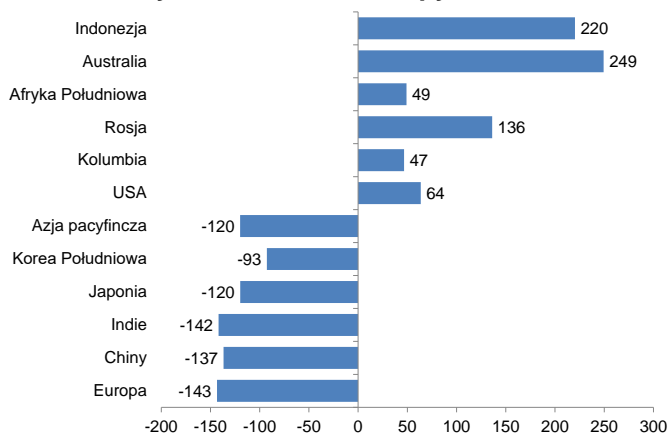


Źródło: BP Statistical Review, Erste Group Research

Od roku 2007 światowy wzrost popytu na węgiel wynikał w rozwoju krajów rozwijających się takich jak: Chiny, Indie czy Korea Południowa. Jednak nawet Chiny, których udział w światowej konsumpcji węgla wzrósł z 30% w 2000 roku do 50.5% w 2018 miały szczyt popytu na węgiel w roku 2013. Od tego czasu chińska konsumpcja węgla spadła o 3.2%. Chiński rynek generował zwiększone zapotrzebowanie na węgiel w okresie gdy chińska generacja energii elektrycznej rosła w dwucyfrowym tempie (ok 11% w latach 2000-2013), jednak spowolnienie tempa wzrostu generacji do ok 5.9% w latach 2014-2018 przełożyło się na spadek popytu na węgiel ponieważ chińskie wytwarzanie energii w większym stopniu zostaje zdwersyfikowane o atom (wzrost wytwarzania o 16% rdr w 2017 i o 18.6%

rdr w 2018) i odnawialne źródła energii (wzrost wytwarzania o 31% rdr w 2017 i o 29% rdr w 2018).

Główni eksporterzy i importerzy węgla na świecie w 2018, miliony ton ekwiwalentu ropy



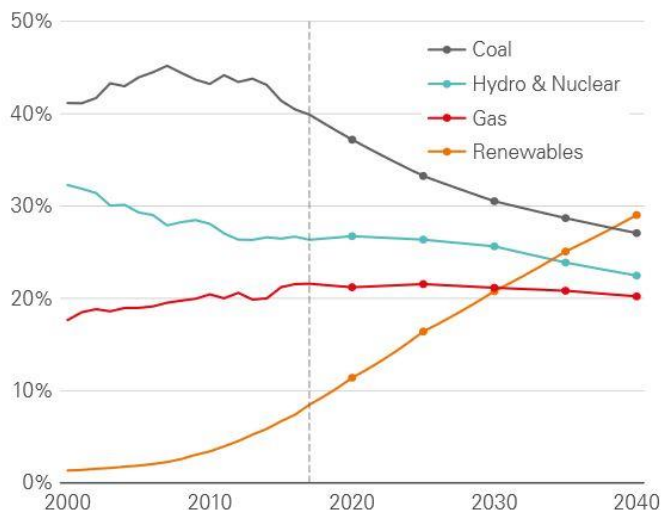
Źródło: BP Energy Outlook 2019 edition, Erste Group Research

Największym światowym producentem węgla były w 2018 roku Chiny z produkcją prawie 3.7 milarda ton co stanowiło 46% światowej produkcji węgla. Jednak Chiny są także jednym z największych importerów węgla netto, co sprawia, że wpływ zmian na chińskim rynku węgla wpływa tylko pośrednio na sytuację europejskich kopalń – poprzez zmiany wielkości chińskiego importu netto, co wpływa na ceny i dostępność węgla australijskiego/indonezyjskiego dla innych rynków.

Największymi eksporterami netto węgla są: Australia, Indonezja, Rosja, Afryka Południowa i Kolumbia – producenci z tych krajów stanowią potencjalną konkurencję dla polskich kopalń. Prognozowane zmiany popytu na węgiel w następnej dekadzie wpłyną na decyzje biznesowe tych producentów, których rynek zbytu będzie się kurczył.

Założenie spadku popytu na węgiel wynika z prognozowanego spadku udziału węgla w światowym miksie energetycznym związany z przyjętymi politykami krajów rozwiniętych w zakresie dekarbonizacji, która przewidziana jest na okres 2025 – 2040. Poza odgórnie przyjętymi politykami dekarbonizacyjnymi wpływ na tempo dekarbonizacji będzie także miało tempo wzrostu popytu na energię elektryczną na świecie.

Udział paliw w światowym miksie energetycznym, 2000 – 2018 z perspektywą do 2040



Źródło: BP Energy Outlook 2019 edition, Erste Group Research

Nasze estymacje zakładają spowolnienie wzrostu światowej konsumpcji energii elektrycznej z 2.6% obecnie do 1.4% w roku 2025. W oparciu o taki scenariusz popytowy rozwój światowego miksu energetycznego wiązałby się ze wzrostem udziału odnawialnych źródeł energii z 22% do 30% w 2025, wzrostem udziału gazu z 23% do 28%, a z kolei udział węgla spadłby z 38% do 30%.

Również prognozy instytucji zajmujących się rynkami energii (BP, IEA) wskazują na spadek udziału węgla do ok 30%, z tym że według BP wydarzy się to dopiero w 2030. Późniejszy moment spadku udziału węgla do 30% w prognozach BP związany jest w ich bardziej optymistycznymi prognozami popytu na energię elektryczną, który w ich prognozach rośnie ok 2.0% średniorocznie.

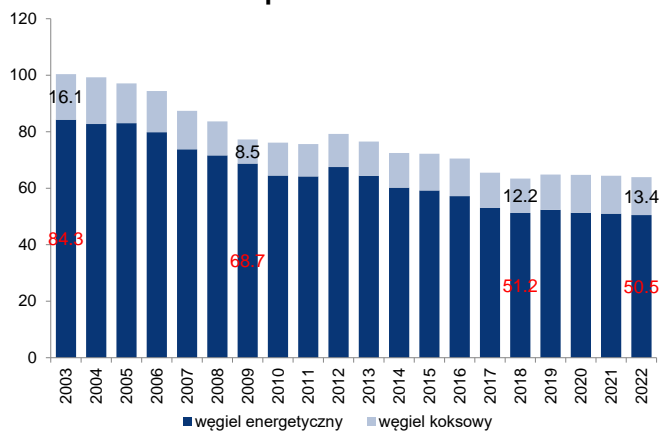
Estymacje spadku udziału węgla z 38% do 30% w perspektywie 7-12 lat oznaczałyby spadek produkcji energii elektrycznej z węgla o ok 9%. Jednak spadek popytu na węgiel może być większy niż 9% w związku z odstawianiem starych, mniej efektywnych bloków.

Taka perspektywa popytowa z pewnością będzie miała duży wpływ na perspektywy cenowe dla węgla energetycznego.

Trendy na polskim rynku węgla energetycznego

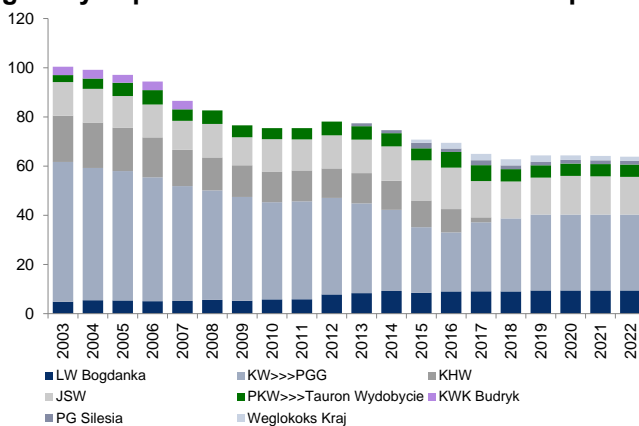
Wydobycie węgla kamiennego w Polsce spadło z 100.4mt w 2003 do 63.4mt w 2018 czyli spadało średniorocznie o 3.0%, natomiast średnioroczny spadek wydobywania węgla energetycznego wyniósł 3.3% (z 84.3mt do 51.2mt) w tym okresie. Spadek wydobywania wynikał z niskiej efektywności wydobywania na Górnym Śląsku w wyniku czego wydobywanie z kopalń Polskiej Grupy Górniczej (poprzednio Kompania Węglowa i Katowicki Holding Węglowy) spadło z 75.7mt w 2003 do 29.7mt w 2018, podczas gdy wydobywanie pozostałych producentów węgla nie spadało, a w przypadku LW Bogdanki prawie się podwoiło z 4.8mt do 9.0mt.

Wydobycie węgla w Polsce w podziale na typ węgla w latach 2003 – 2022p



Źródło: ARP, Ministry of Energy, Erste Group Research

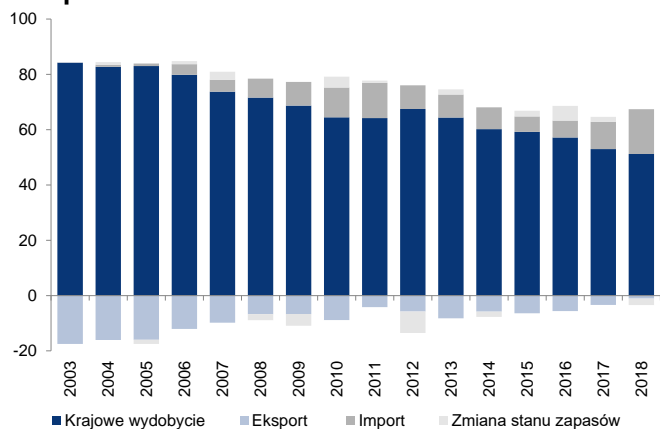
Wydobycie węgla w Polsce w podziale na głównych producentów w latach 2003 – 2022p



Źródło: ARP, Ministry of Energy, Erste Group Research

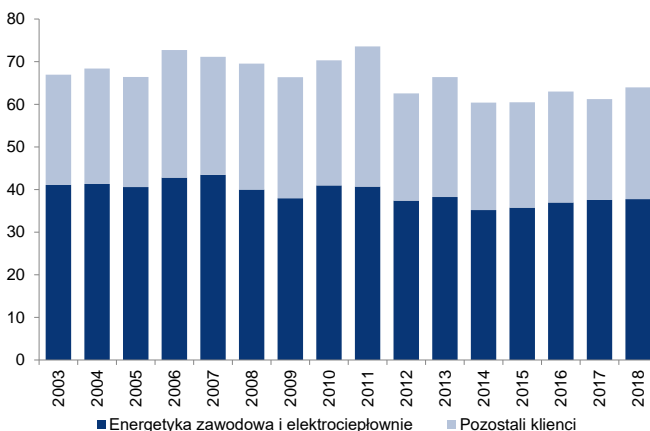
Nasze prognozy zakładają wzrost wydobywania w 2019 o 2.3% rdr w wyniku podwojenia nakładów inwestycyjnych obserwowane w ostatnim roku. W kolejnych latach nasze prognozy zakładają niewielkie spadki wydobywania rzędu 0.2 – 0.8% rdr natomiast w całym okresie prognozy 2019 – 2023 zakładamy wydobywanie w granicach 63.8 – 64.8mt.

Polski rynek węgla energetycznego – kierunki zbytu i zaopatrzenia w latach 2003 – 2018



Źródło: ARP, Ministry of Energy, Erste Group Research

Polski rynek węgla energetycznego – główni klienci w latach 2003 – 2018

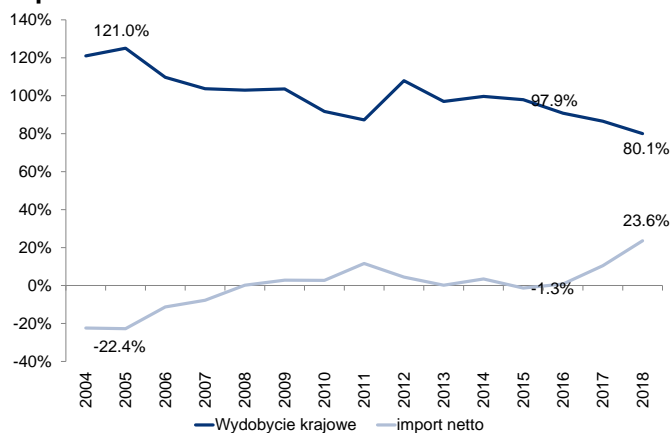


Źródło: ARP, Ministry of Energy, Erste Group Research

Zapotrzebowanie na węgiel energetyczny w latach 2012 – 2018 oscylowało w granicach 60.4 – 66.4milionów ton, z czego zapotrzebowanie ze strony sektora energetycznego wahało się w granicach 35.2 – 38.2mt, natomiast popyt ze strony pozostałych odbiorców był w granicach 23.7 – 28.1mt.

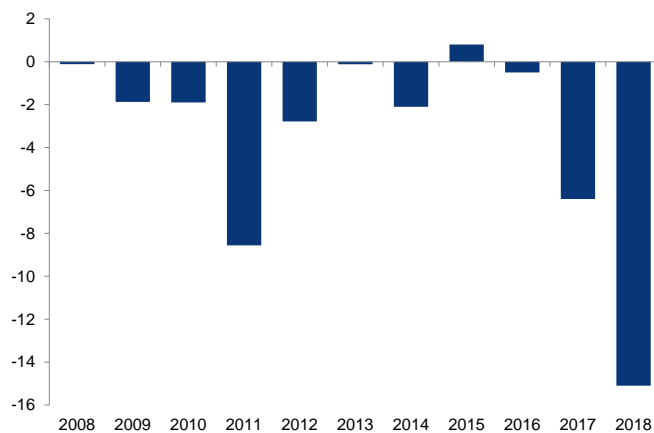
Krajowe wydobycie pokrywało tylko 80% krajowego zapotrzebowania w 2018 roku, natomiast rekordowo wysoki import netto węgla energetycznego wynoszący 15.1mt odpowiadał za niecałe 24% krajowego zapotrzebowania. Rekordowy import węgla w roku 2018 wynikał z braku możliwości zwiększenia wydobycia krajowego i to pomimo ok 20-30% wyższych cen węgla importowanego.

Struktura pokrycia zapotrzebowania na węgiel energetyczny w podziale na wydobycie krajowe i import netto w latach 2004 – 2018



Źródło: ARP, Erste Group Research

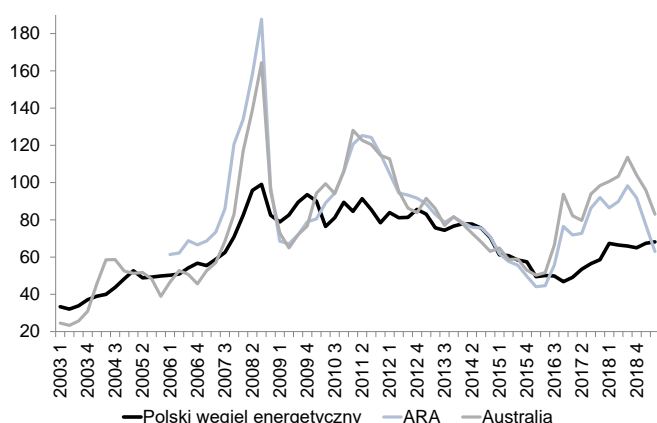
Import i eksport netto w milionach ton w latach 2008 - 2018



Źródło: ARP, Erste Group Research

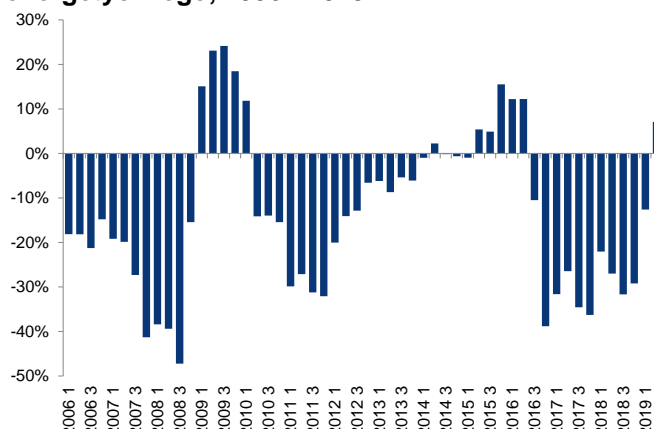
Ceny węgla energetycznego w Polsce w latach 2006-2019 znacząco odchyłały się od światowych cen węgla. Analiza różnic cen polskiego i światowego węgla wskazuje, że okresy gdy był on tańszy trwały około 11 kwartałów a dyskonto było w zakresie 10-40%, natomiast czas trwania okresów z premią był znacznie krótszy - średnio około 5 kwartałów, a i zakres premii była niższy i wynosił około 10-20%.

Polskie ceny węgla energetycznego vs. światowe ceny węgla energetycznego w US\$/t, 2003 - 2019



Źródło: ARP, Bloomberg, Erste Group Research

Premia/dyskonto cen polskiego węgla energetycznego vs. światowe ceny węgla energetycznego, 2006 - 2019



Źródło: ARP, Bloomberg, Erste Group Research

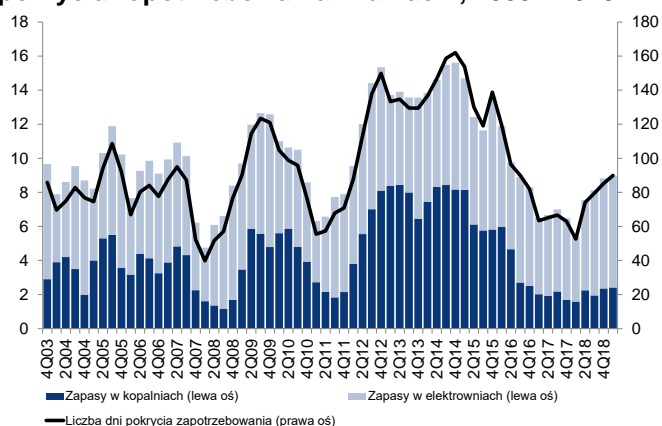
Największy import netto węgla energetycznego występował w latach gdy ceny światowe były 20-30% wyższe od cen krajowych (lata 2011, 2017-18), co wynikało z rosnącego w danym roku zapotrzebowania krajowego przy jednoczesnych spadkach krajowego wydobycia.

Kluczowym czynnikiem określającym perspektywę cenową polskiego węgla – poza wpływem cen światowych – jest krajowy bilans podaży i popytu,

którego odzwierciedleniem jest stan zapasów. Analiza relacji krajowych cen węgla ze stanem zapasów pozwala nam stwierdzić, że:

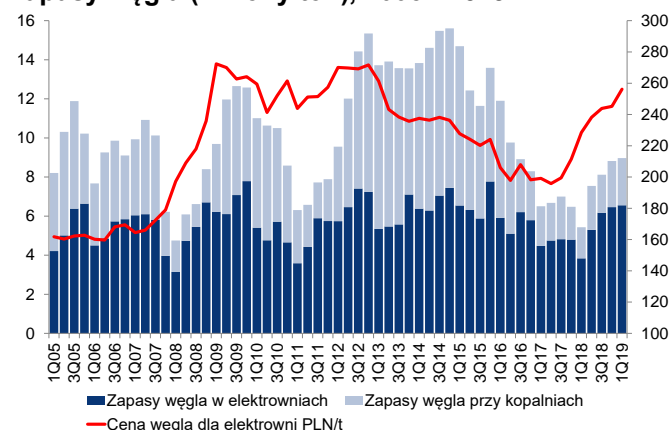
- Ceny węgla zaczynają rosnąć przy niskim poziomie zapasów odpowiadającym około 60 dniowemu pokryciu zapotrzebowania
- Ceny węgla zaczynają spadać przy wysokim poziomie zapasów odpowiadającym ponad 100 dniowemu pokryciu zapotrzebowania

Zapasy węgla w Polsce (miliony ton) i wskaźnik pokrycia zapotrzebowania w dniach, 2003 - 2019



Źródło: ARE, TGE, ARP, Erste Group Research

Cena węgla energetycznego dla elektrowni (PLN/t), a zapasy węgla (miliony ton), 2005 - 2019



Źródło: ARE, TGE, ARP, Erste Group Research

Łączny stan zapasów (przy kopalniach i w elektrowniach) na koniec 1Q'19 wynosił prawie 9 milionów ton, co jest najwyższym stanem zapasów od prawie trzech lat, a dokładnie od 2Q'16. Obecny stan zapasów pokrywa zapotrzebowanie na około 90 dni, co oznacza, że stan zapasów jest niedaleko od granicy 100 dni.

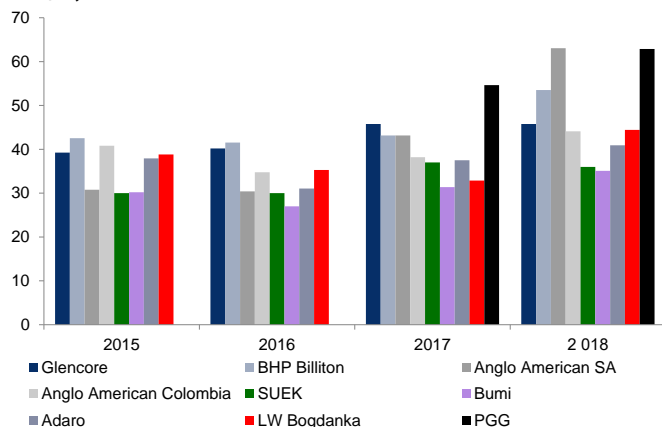
Nasze prognozy zakładają wzrost wydobycia węgla energetycznego w Polsce o około 1mn ton w 2019-20 przy jednoczesnym spadku popytu ze strony sektora energetycznego na poziomie 1.4mn ton, co powodowałoby wzrost stanu zapasów do 104 - 114 dni. Taki poziom zapasów powinien powodować presję na ceny węgla w tych latach, a obecne niskie ceny światowe węgla jeszcze uprawdopodobniają ten scenariusz.

Tak niekorzystne perspektywy cenowe zmuszają nas o prób oszacowania cen dna czyli cen poniżej których węgiel nie powinien spaść. Według nas w długim okresie poziom ten jest ograniczony średnim poziomem kosztów kopalń i ich potrzeb inwestycyjnych, a nie poziomem kosztu krańcowego. Wynika to z oczekiwanych zmian popytu a co za tym idzie zmian krzywej popytu a także możliwości restrukturyzacyjnych. Średni jednostkowy gotówkowy koszt produkcji węgla u największych eksporterów wyniósł US\$ 46/t, a jednostkowe nakłady inwestycyjne wyniosły US\$ 6.0/t w 2018 roku – według naszych estymacji. Widzimy więc cenę węgla na poziomie około US\$ 52/t jako dno dla cen węgla energetycznego, pomimo istnienia znaczącej części rynku w obszarze kosztów US\$ 55-60/t. Obniżenie się cen węgla do poziomu ceny dna na zakładanym przez nas poziomie US\$ 52/t odbyłoby się poprzez oszczędności kosztowo – inwestycyjne, a także/lub poprzez zwiększanie udziału rynkowego przez niskokosztowych producentów. Zakładamy jednak, że taki proces trwałby wiele lat – szczególnie biorąc pod uwagę analizę kosztów w latach 2015-2018 z której wynika, że producenci cały czas utrzymują wysoką dyscyplinę kosztowo-inwestycyjną po okresie restrukturyzacji lat 2014-15.

Polscy producenci na tle konkurentów z krajów eksporterów są mniej efektywni kosztowo i przede wszystkim inwestycyjnie. O ile LW Bogdanka

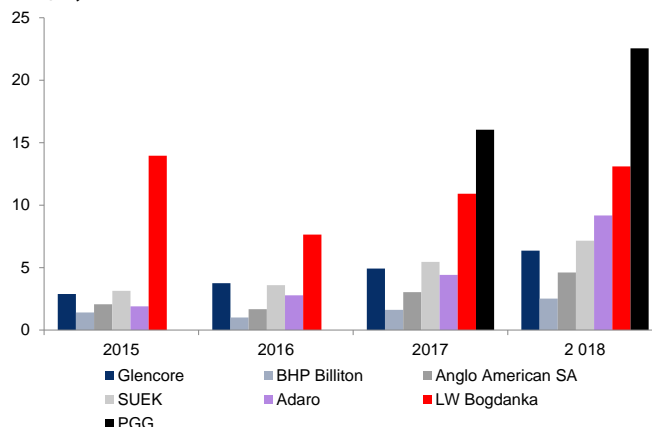
produkuje węgiel po porównywalnym koszcie jednostkowym do średniej konkurencji to jednak jest droższa od producentów rosyjskich o około 20-30%, a także ma około 2-3 krotnie wyższe jednostkowe nakłady inwestycyjne.

Jednostkowe gotówkowe koszty produkcji węgla w US\$/t, 2015 - 2018



Źródło: raporty roczne spółek, Erste Group Research

Nakłady inwestycyjne na tonę rocznej produkcji w US\$/t, 2015 - 2018



Źródło: raporty roczne spółek, Erste Group Research

Jeszcze słabszą pozycję konkurencyjną ma PGG, która produkuje węgiel około 40% drożej niż średnia i około 50-75% drożej niż producenci rosyjscy. Jednocześnie PGG ma około 4 – krotnie wyższe jednostkowe nakłady inwestycyjne.

LW Bogdanka powinna więc być w stanie konkurować z importowanym węglem nawet w okresach niskich światowych cen węgla, jednak nie można wykluczyć powtórzenia sytuacji z roku 2015, gdy górnośląskie kopalnie sprzedawały węgiel po cenach dumpingowych w celu ratowania płynności negatywnie wpływając na perspektywy cenowo-zbytowe Bogdanki w krótkim okresie.

Perspektywy polskiego węgla energetycznego na tle spodziewanych zmian sytuacji podaźowo – popytowej sektora energetycznego

Generacja energii elektrycznej z węgla energetycznego spadła o 7.8% z 89.2TWh w 2010 do 82.3TWh w 2018. W tym samym czasie rynek energii elektrycznej w Polsce urosł o 10.3% tj. o 15.9TWh czyli 1.2% średniorocznie. Jednakże cały ten wzrost został skonsumowany poprzez:

- 130% wzrost wytwarzania z gazu (z 4.1TWh do 9.6TWh),
- 8-krotny wzrost wytwarzania z wiatru (z 1.3TWh do 11.7TWh)
- Zamianę eksportu netto 1.3TWh na 5.7TWh importu netto

Wytwarzanie z węgla kamiennego było więc wypierane poprzez inne źródła w tym okresie i to pomimo wysokiej dynamiki wzrostu rynku w tym okresie.

Prognoza zmian zapotrzebowania na węgiel energetyczny w okresie do 2040 została przeprowadzona w oparciu o:

- analizę podaźową węglowych mocy zainstalowanych,
- analizę wpływu zmian popytu na energię elektryczną na popyt na węgiel
- analizę konkurencyjności źródeł wytwarzania energii elektrycznej
- przy założeniu wysokiej konkurencyjności zagranicznych producentów węgla związaną z zakładanym wysokim spadkiem

zapotrzebowania na węgiel w krajach rozwiniętych
(dekarbonizacja)

Wpływ zmian struktury mocy zainstalowanych na popyt na węgiel

Analiza przyszłych zmian struktury polskiego rynku wytwarzania energii elektrycznej została przeprowadzona w oparciu o realne projekty (1800MW w Opolu, 1075MW w Kozienicach, 900MW w Jaworznie, 490MW w Turowie, potencjał projektów wiatrowych na morzu ok 7GW w perspektywie 2025-2030, ok 2GW nowych mocy w gazie (ZEDO) w perspektywie do 2025), a także o deklaracje spółek w zakresie odstawięń starych bloków węglowych. Harmonogram ten jest deklaracyjny i zmiany rynkowe mogą go znacząco zmienić (np. koniec rynku mocy w 2025).

Perspektywa zapotrzebowania na węgiel w 2030 roku. Do roku 2030 przewidziane do odstawięnia są bloki o mocy ok. 3.4GWe, co wiązałoby się ze spadkiem zainstalowanej mocy w blokach węglowych o 15.6% w porównaniu do stanu na koniec 2020.

Moc zainstalowa elektrowni na węgiel kamienny i implikowany popyt na węgiel przez sektor energetyczny w latach 2018 - 2040

	2018	2019-2020	2021-2030	2031-2040
Moc zainstalowana MW na węglu kamiennym	20 745	21 571	18 201	13 108
Nowe moce - MW		2 700		
Odstawienia - MW		-1 874	-3 370	-5 093
Wytwarzanie z węgla kamiennego TWh	81.3	91.4	80.4	60.2
Zużycie węgla kamiennego w mn ton	37.8	40.7	35.5	26.1

Źródło: ARE, Erste Group Research

W związku z wejściem nowych efektywnych bloków oddawanych w latach 2019-20 szacujemy, że spadek zapotrzebowania na węgiel związany z mniejszą ilością zainstalowanych mocy wyniósłby ok. 12.6% w tym okresie.

Perspektywa zapotrzebowania na węgiel w 2031 - 2040. W kolejnej dekadzie przewidziane do odstawięnia są bloki o mocy ok. 5.1GWe, co wiązałoby się ze spadkiem zainstalowanej mocy w blokach węglowych o 39% vs. stan na koniec 2020. Związany z tym szacowany spadek zapotrzebowania na węgiel związany z mniejszą ilością zainstalowanych mocy wyniósłby ok. 36% vs. rok 2020 (lub 26% vs. rok 2030).

Szacowany spadek zapotrzebowania na węgiel w okresie 2021-2030 wynoszący 12-13% jest więc większy niż 7.8% spadku widocznego w okresie 2010 - 2018. Kolejna dekada przynosi jeszcze większy spadek zapotrzebowania wynoszący kolejne 26%.

Te szacunki zmian zapotrzebowania na węgiel wynikają jedynie ze spodziewanej zmiany struktury mocy zainstalowanych, jednakże te estymacje mogą znacząco się różnić w wyniku zmian w strukturze popytu na energię elektryczną, a także zmianami konkurencyjności paliw.

Analiza konkurencyjności źródeł wytwarzania

Uwarunkowania regulacyjne, a także niskie koszty wytwarzania sprawiają, że odnawialne źródła energii znajdują się w pierwszym kwartylu krzywej podaży rynku energii elektrycznej. Konkurencja pośród źródeł opartych na paliwach kopalnych odbywa się głównie w oparciu o koszty surowca i koszty CO2. Wpływ tych czynników będzie decydował o tym, które

jednostki konwencjonalne będą traciły rynek na rzecz OZE, a co za tym idzie także o poziomie zmian zapotrzebowania na węgiel.

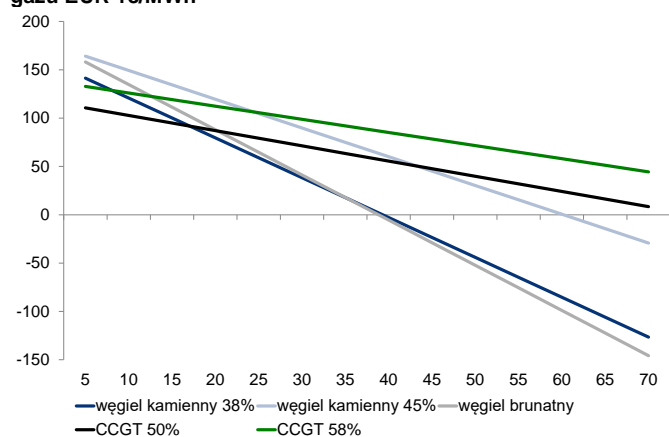
Analizę konkurencyjności przeprowadziliśmy przy założeniu obecnych cen energii elektrycznej na rok 2020 – PLN 271/MWh, obecnych cen węgla dla energetyki – PLN 260/t, przy założeniu neutralnego wpływu rynku mocy (w związku z jego ograniczonym wpływem po roku 2025) i przy dwóch scenariuszach kosztów gazu (w celu zobrazowania konkurencyjności bloków węglowych w okresach tak niskich jak i wysokich jego cen).

Niskie ceny gazu (EUR 18/MWh) przekładają się na następującą konkurencyjność jednostek:

- nowe wysokosprawne jednostki gazowe są bardziej konkurencyjne niż stare jednostki węglowe już przy cenie CO2 ok EUR 8.0
- stare mniej sprawne jednostki gazowe są bardziej konkurencyjne niż stare jednostki węglowe już przy cenie CO2 ok EUR 17.5
- bloki na węglu brunatnym są bardziej konkurencyjne niż stare bloki węglowe aż do ceny CO2 ok EUR 35.0

Czysta marża wytwórcza jednostek generacyjnych w PLN/MWh (wertykalna oś) przy różnych poziomach cen CO2 (EUR) (horyzontalna oś) dla różnych paliw

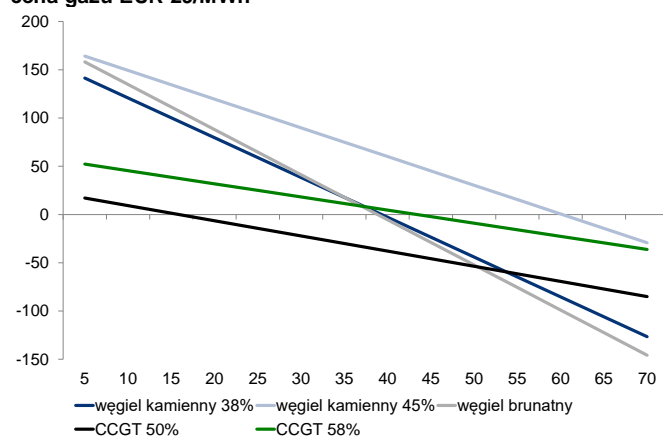
*cena energii elektrycznej PLN 271/MWh, cena węgla PLN 260/t, **cena gazu EUR 18/MWh**



Źródło: TGE, Bloomberg, Erste Group Research

Czysta marża wytwórcza jednostek generacyjnych w PLN/MWh (wertykalna oś) przy różnych poziomach cen CO2 (EUR) (horyzontalna oś) dla różnych paliw

*cena energii elektrycznej PLN 271/MWh, cena węgla PLN 260/t, **cena gazu EUR 29/MWh**



Źródło: TGE, Bloomberg, Erste Group Research

Wysokie ceny gazu (EUR 29/MWh) przekładają się na następującą konkurencyjność jednostek:

- nowe wysokosprawne jednostki gazowe są bardziej konkurencyjne niż stare jednostki węglowe przy cenie CO2 ok EUR 37
- bloki na węglu brunatnym są bardziej konkurencyjne niż stare bloki węglowe aż do ceny CO2 ok EUR 35.0

Przy obecnych cenach CO2 na poziomie EUR 25 i obecnych cenach gazu/węgla to stare bloki węglowe będą tracić rynek w przypadku wysokiej podaży mocy z OZE/gazu. Dopiero ceny CO2 wyższe niż EUR 35 spowodowałyby wyższą konkurencyjność starych bloków węglowych niż bloków opalanych węglem brunatnym. Obecne tendencję zmieniłby mógł znaczący wzrost cen gazu obniżający konkurencyjność jednostek gazowych lub spadek cen węgla – ten drugi przypadek zapewniłby zbyt wolumentowy producentom ale byłby oczywiście niekorzystny dla zyskowności kopalń.

Wpływ zmian popytu na energię elektryczną na popyt na węgiel.

Średnioroczny wzrost konsumpcji energii elektrycznej o 1.2% w latach 2010 – 2018 nie powstrzymał spadku popytu na węgiel w wyniku przejmowania rynku przez inne źródła. Analiza scenariuszy zmian średniorocznego popytu na energię elektryczną pozwala nam określić, że popyt na energię elektryczną musi rosnać conajmniej o 1.3% średniorocznie do 2030, ażeby popyt na węgiel pozostał na stałym poziomie w roku 2030 vs. rok 2018.

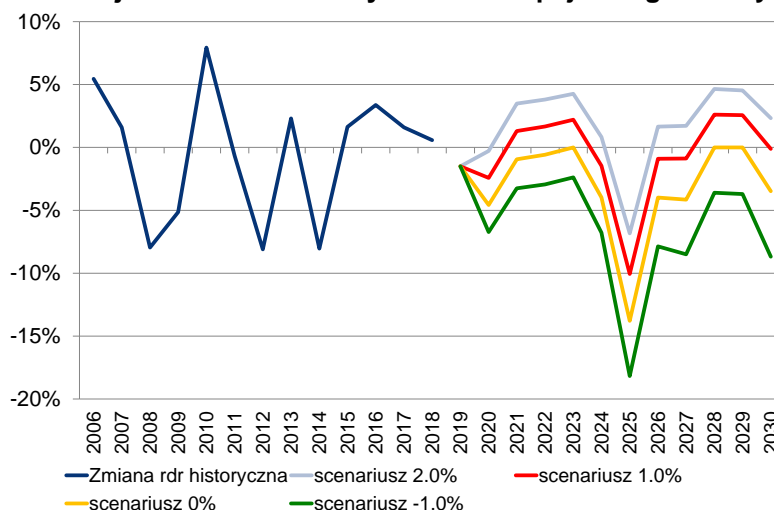
Wpływ zmiany średniorocznego popytu na energię elektryczną na wytwarzanie energii z węgla kamiennego i wpływ na popyt na węgiel z sektora energetycznego w latach 2019 - 2030

Średnioroczna zmiana popytu na energię elektryczną 2019-2030	-1.0%	-0.5%	0.0%	0.5%	1.0%	1.5%	2.0%
Zmiana wytwarzania z węgla kamiennego w roku 2030 vs. 2018	-49.5%	-38.8%	-27.5%	-15.7%	-3.3%	9.7%	23.5%
Zmiana popytu na węgiel kamienny z enegytyki w 2030 vs. 2018 (%)	-54.1%	-43.3%	-31.9%	-20.0%	-7.4%	5.7%	19.6%
Zmiana popytu na węgiel kamienny z enegytyki w 2030 vs. 2018 (mt)	-20.4	-16.3	-12.1	-7.5	-2.8	2.2	7.4

Źródło: Erste Group Research

Popyt na energię elektryczną rósł średniorocznie o 1.9% w ostatnich czterech latach, jednakże były to lata wysokiego wzrostu gospodarczego a także wysokiej imigracji zarobkowej, które to czynniki stymulowały konsumpcję energii elektrycznej. Jednak już poprzednie cztery lata (2011-2014) oznaczały się brakiem wzrostu popytu na energię elektryczną, tak więc długokresowe prognozy popytu powinny być uśrednione dla całego cyklu (także biorąc pod uwagę niekorzystne zmiany demograficzne w perspektywie kolejnych dwóch dekad). Nasz bazowy scenariusz zakłada średnioroczny wzrost konsumpcji energii elektrycznej do roku 2030 na poziomie 1.0%, co oznaczałoby spadek zapotrzebowania na węgiel kamienny o 7.4% (lub o ok. 2.8mt). Warto zauważyć skalę spadku popytu na węgiel w scenariuszach niższego wzrostu konsumpcji energii elektrycznej – wzrost o 0.5% przekłada się na spadek popytu na węgiel o 20%, a płaski poziom konsumpcji energii przekładałby się na ok. 32% spadek zapotrzebowania na węgiel.

Zmiana rdr (%) popytu na węgiel kamienny z sektora energetycznego w latach 2006-2018 i scenariusze zmiany tego popytu w zależności od założonej scenariusza zmiany rdr konsumpcji energii elektrycznej



Źródło: ARE, PSE Operator, Erste Group Research

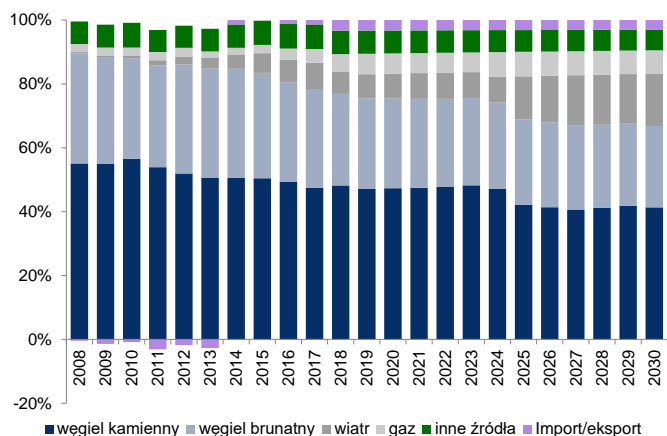
Nasz bazowy scenariusz 1.0% wzrostu popytu na energię zakłada spadek popytu na węgiel w latach 2019 i 2020 rzędu 1.5% i 2.2%, co wynika z:

- 1) powrotu do normalnej wietrzności po słabym 2018 roku
- 2) wejściem nowych mocy węglowych (Opole, Jaworzno) i wyparciem mniej efektywnych starych jednostek węglowych z rynku.

Kolejne trzy lata (2021-2023) to okres wzrostu popytu na węgiel średniorocznie o 1.7% w związku z ograniczoną zmianą struktury wytwarzania. Największym wyzwaniem dla rynku węgla będą lata 2024-2026 kiedy to oczekiwane jest wejście do krajowego systemu energetycznego ok. 1.5-2GW mocy opartych na gazie (ZEDO) i 3-4.5GW mocy farm wiatrowych na morzu.

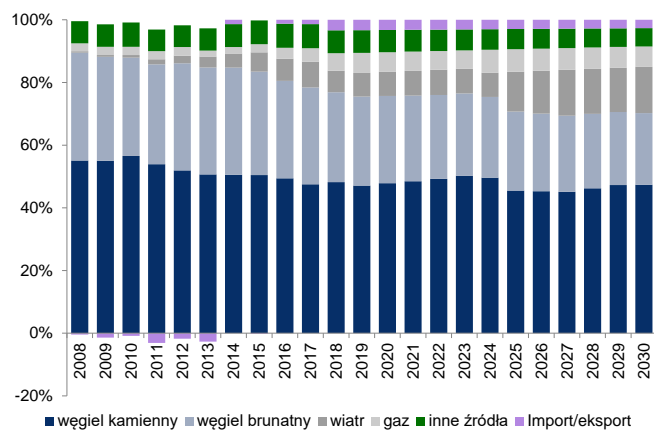
W tym okresie nasz scenariusz bazowy mówi o spadku zapotrzebowania na węgiel o 1.5%, 10% i 1% kolejno w latach 2024, 2025 i 2026. Nawet najbardziej optymistyczny scenariusz 2.0% wzrostu popytu na energię skutkowałby spadkiem popytu na węgiel o 6.8% w 2025 roku, natomiast w przypadku scenariusza 0% spadek wyniósłby 13.8%.

Struktura wytwarzania elektryczności w Polsce przy założeniu 1.0% wzrostu popytu na elektryczność w latach 2020 - 2030



Źródło: ARE, PSE Operator, Erste Group Research

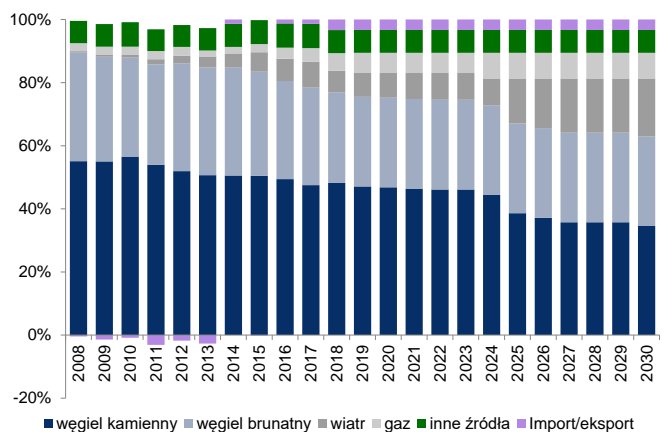
Struktura wytwarzania elektryczności w Polsce przy założeniu 2.0% wzrostu popytu na elektryczność w latach 2020 - 2030



Źródło: ARE, PSE Operator, Erste Group Research

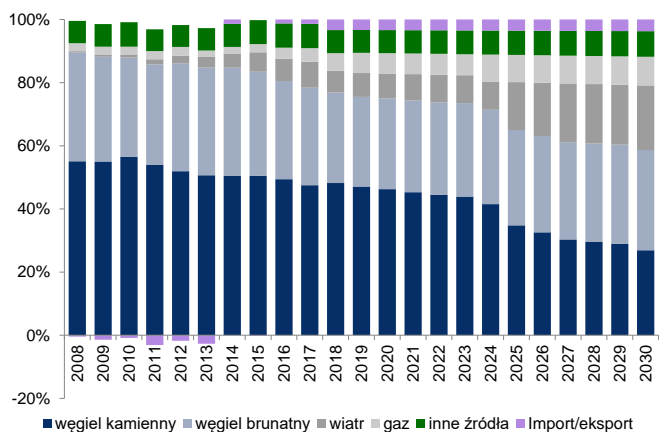
Podsumowując oczekiwane zmiany struktury mocy zainstalowej przy założeniu 1.0% średniorocznego wzrostu popytu na energię elektryczną spowodowały spadek udziału bloków węglowych w zaspokojeniu konsumpcji z 48% w 2018 do 41% w 2030, natomiast popyt na węgiel spadłby o 7.4% (2.8mt).

Struktura wytwarzania elektryczności w Polsce przy założeniu 0% wzrostu popytu na elektryczność w latach 2020 - 2030



Źródło: ARE, PSE Operator, Erste Group Research

Struktura wytwarzania elektryczności w Polsce przy założeniu 1.0% spadku popytu na elektryczność w latach 2020 - 2030



Źródło: ARE, PSE Operator, Erste Group Research

Scenariusz wysokiego wzrostu zapotrzebowania na energię rzędu 2.0% skutkowałby spadkiem udziału bloków węglowych do 47%, jednak popyt na węgiel wzrósłby o ok 20% czyli o więcej niż 7 milionów ton. Scenariusz braku wzrostu popytu na energię skutkowałby spadkiem udziału bloków węglowych do 35% i spadkiem popytu na węgiel o 32% (lub 12 milionów ton). Scenariusz negatywny – 1% średniorocznego spadku popytu na energię elektryczną przełożyłby się na spadek udziału bloków węglowych do 27% podczas gdy spadek popytu na węgiel wyniósłby ok 54% (czyli ok. 20 milionów ton).

Główną konkluzją naszej analizy popytowo – podażowej polskiego sektora energetycznego, a także analizy scenariuszy popytu na energię elektryczną jest teza, że rynek węgla w kolejnych dekadach będzie mierzył się z perspektywą niższego zapotrzebowania, a skala spadków w kolejnych dekadach będzie się zwiększać. Tylko scenariusze wysokiego wzrostu popytu na energię elektryczną (>1.3%) – według nas mniej prawdopodobne - pozwalają na utrzymanie popytu na węgiel na obecnym poziomie. Skala spadków popytu na węgiel w scenariuszach poniżej 1.0% jest dwucyfrowa i taka skala spadku popytu zapewne będzie miała duże przełożenie na perspektywy cenowe węgla w Polsce.

Model biznesowy i strategia

Pierwsze odwierty poszukiwawcze na terenie obecnego zagłębia lubelskiego wykonano w latach 1938-39, jednak decyzję o budowie kopalni podjęto dopiero w styczniu 1975. Pierwszy węgiel wydobyto w listopadzie 1982 roku a kolejny rok zamknięto produkcją węgla netto 238 tysięcy ton, po czym w wyniku dodawania kolejnych ścian produkcja wzrosła do 1.93 miliona ton w 1989 roku.

LW Bogdanka zadebiutowała na giełdzie w czerwcu 2009 roku sprzedając akcje po cenie PLN 48 i pozyskując środki na cele emisyjne w wysokości PLN 528mn. W momencie debiutu Spółka posiadała zasoby operatywne 254.7mn ton i miała roczne zdolności produkcyjne na poziomie 5.4mn ton, co oznaczało wysoki wskaźnik zasobów do rocznej produkcji na poziomie >47x.

LW Bogdanka przedstawiła strategię w prospekcie emisyjnym według której zamierzała zwiększyć moce produkcyjne do 11.1mn ton do roku 2014 poprzez realizację celów emisyjnych czyli poprzez rozszerzenie obszaru górniczego i podwojenie wydajności zakładu przeróbki mechanicznej węgla a także uruchomienie drugiego szybu wydobywczego, który został uruchomiony w październiku 2011 roku. Strategia ta została utrzymana w kolejnym prospekcie emisyjnym z roku 2011, według którego Spółka podawała jako cel zwiększenie mocy wydobywczych do 11.5mn ton węgla netto rocznie do roku 2014.

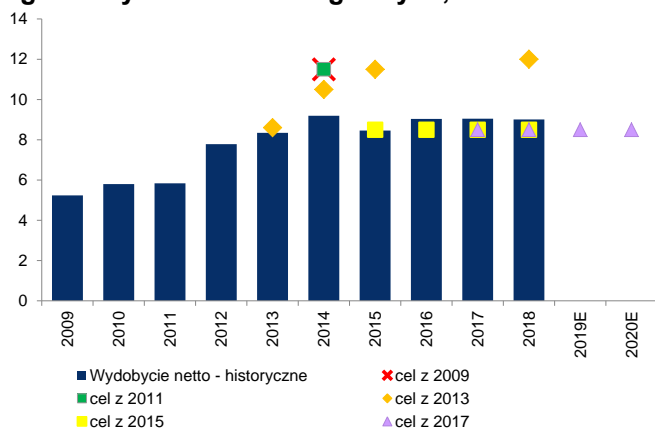
W marcu 2010 Skarb Państwa sprzedał swój 46.7% pakiet akcji po cenie PLN 70.5 za akcję w wyniku czego Bogdanka przestała być kontrolowana przez Skarb Państwa.

Nowa strategia została opublikowana w czerwcu 2013, której głównymi elementami były:

- zmniejszenie jednostkowego kosztu gotówkowego o 15% do 2017
- wzrost produkcji węgla netto rocznie do 10.5mn ton w 2014 i 11.6mn ton w 2015 z perspektywą 12mn ton w roku 2018 poprzez dodatkowe nakłady na modernizację szybu w Nadrybiu

- wzrost udziału w krajowym rynku węgla energetycznego z 10% w 2011 roku do 20% w 2015 roku
- zwiększenie zasobów operatywnych z 237mn ton to 450mn ton a tym samym przedłużenie żywotności kopalni do 2050 roku
- średnioroczne nakłady inwestycyjne miały wynosić PLN 600mn, z czego PLN 250mn miały stanowić inwestycje rozwojowe a PLN 350mn inwestycje w utrzymanie zdolności produkcyjnych
- projekt bloku energetycznego o mocy 69MWt i 77MWe w ramach Łęczyńskiej Energetyki

Wydobycie węgla w milionach ton na tle ogłoszonych celów strategicznych, 2009 - 2018



Źródło: spółka, Erste Group Research

Już dwa lata później – w czerwcu 2015 – LW Bogdanka zmuszona została do zmiany strategii w wyniku wysokiej konkurencji cenowej ze strony śląskich kopalń w wyniku czego pojęto następujące działania:

- ograniczony cel produkcyjny na rok 2015 do 8.5mn ton
- ograniczono zatrudnienie o 417 osób i ograniczono prace w soboty
- ograniczono nakłady inwestycyjne o PLN 43mn do PLN 460mn poprzez redukcję przygotowywanych wyrobisk do 23.6km (vs. 29.8km w 2014).

We wrześniu 2015 Enea wezwała do sprzedaży 64.57% akcji Bogdanki po cenie PLN 64.37 za akcję w wyniku którego to wezwania zwiększyła swój udział w Spółce do 66%.

W lutym 2017 roku Spółka zaktualizowała strategię do roku 2025, która odtąd zakłada roczną produkcję na poziomie około 8.5mn ton z elastycznością o około 0.7mn ton (tj do maksymalnie 9.3mn ton).

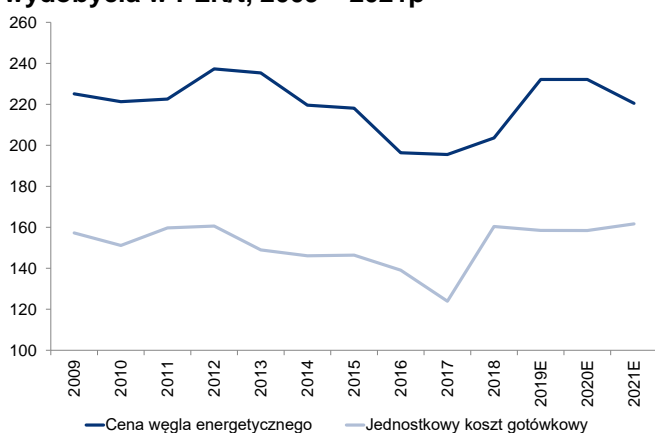
Na koniec 2018 LW Bogdanka miała 18.7% udział w rynku węgla energetycznego i 24.7% udział w rynku dostaw węgla do energetyki zawodowej. Zasoby operatywne na koniec 2018 roku wynosiły 384mn ton, z czego 171.8mn ton znajdowało się w polu Ostrów. Głównymi odbiorcami produktów Spółki są elektrownie w Kozienicach i Połańcu należące do spółki matki – Enei, które odpowiadały za 88% przychodów w 2018 roku.

Obecna polityka dywidendowa zakłada dzielenie się z akcjonariuszami do 50% jednostkowego zysku netto, przy zachowaniu bezpieczeństwa finansowego i płynnościowego czyli uwzględniając obecną sytuację rynkową, poziom zadłużenia i potrzeb inwestycyjnych. Gdy właścicielami LW Bogdanki były OFE wówczas Spółka wypłacała regularnie dywidendę (poziom wypłat: 20.9%, 62,1%, 60%, 43.6% w kolejno 2011, 2012, 2013, 2014 i 2015), natomiast po przejęciu przez Eneę dywidendy były skromniejsze (0%, 19.3%, 0% w 2016, 2017 i 2018).

Prognozy finansowe obejmujące 3 lata

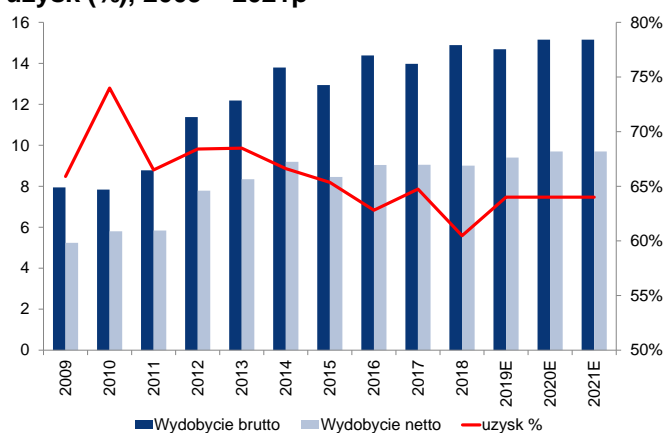
LW Bogdanka jest biorcą cen węgla, natomiast w pewnym zakresie kontroluje koszty wydobycia a także nakłady inwestycyjne, które jednak wynikają w dużej mierze z geologii. Prognoza cen węgla wynika z przewidywanych trendów na polskim i światowym rynku węgla energetycznego a prognozowane okresy nadpodaży/deficytów odpowiadają okresom spadków/wzrostów cen, odpowiednio.

Ceny węgla vs. jednostkowy gotówkowy koszt wydobycia w PLN/t, 2009 – 2021p



Źródło: spółka, Erste Group Research

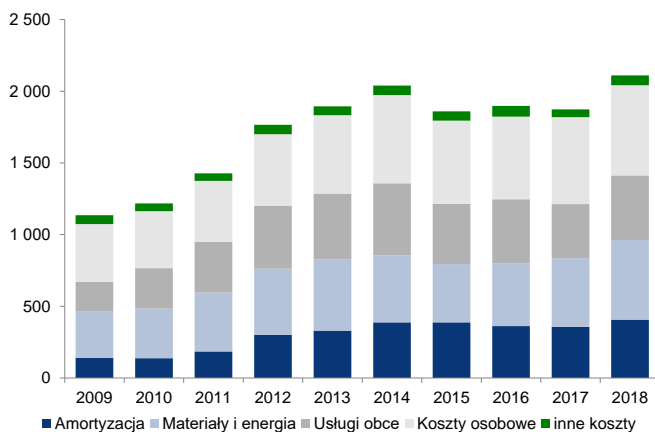
Wydobycie węgla brutto, netto w milionach ton i uzysk (%), 2009 – 2021p



Źródło: spółka, Erste Group Research

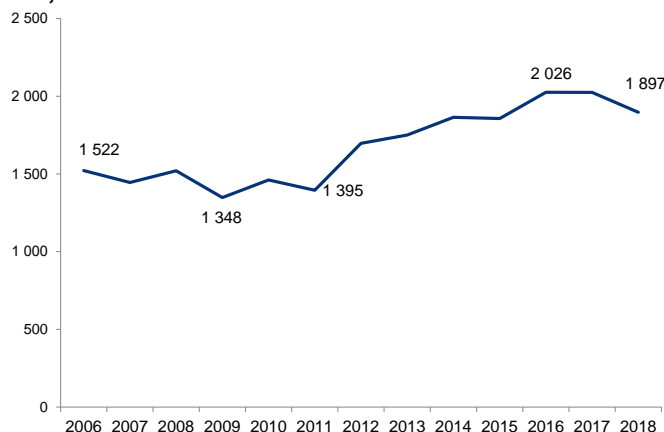
W zakresie kosztów koszty osobowe są jednym z głównych kategorii kosztów będących pod kontrolą zarządu spółki. Realizacja strategii przełożyła się na 72% wzrost wydobycia netto pomiędzy 2009 a 2018 natomiast wzrost zatrudnienia w tym czasie wyniósł 34%, co pozwoliło na zwiększenie produktywności wydobycia z około 1,350-1,500 ton/rok/pracownik w czasie IPO do około 1,900-2,000 w ostatnich 3 latach. Udział kosztów pracy spadł z 35.6% w 2009 do 29.8% w 2018, a średnioroczne tempo wzrostu wynagrodzeń wynosiło 1.5% w tym okresie.

Struktura kosztów, PLN mn, 2009 - 2018



Źródło: spółka, Erste Group Research

Wydajność produkcji w tonach na pracownika w rok, 2006 - 2018



Źródło: spółka, Erste Group Research

Także w ostatnich trzech latach wzrost wynagrodzeń był niższy niż tempo wzrostu wynagrodzeń w polskiej gospodarce. Zakładamy, że w związku z przewidywaną sytuacją na rynku pracy i konkurencyjności wynagrodzeń górniczych, tempo wzrostu wynagrodzeń w kolejnych trzech latach będzie szybsze niż w przeszłości.

Pozostałe kategorie kosztów gotówkowych są prognozowane w oparciu o historyczne relacje względem wolumenów wydobycia i robót przygotowawczych.

Kluczowe wskaźniki operacyjno - finansowe, 2016 - 2021p

PLN mn	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Wydobycie brutto - mn ton	14.39	13.98	14.89	14.69	15.16	15.16
Wydobycie netto - mn ton	9.04	9.05	9.01	9.40	9.70	9.70
Uzysk (%)	62.8%	64.7%	60.5%	64.0%	64.0%	64.0%
Wyrobiska, km	25.5	30.7	37.0	32.0	31.0	31.0
Cena węgla PLN/t	196.4	195.5	203.6	232.1	232.1	220.5
Zmiana rdr ceny węgla	-10.0%	-0.4%	4.2%	14.0%	0.0%	-5.0%
Koszt gotówkowy jednostkowy PLN/t	139.1	123.9	160.4	158.5	158.4	161.7
Zmiana rdr jednostkowego kosztu	-5.0%	-10.9%	29.4%	-1.2%	-0.1%	2.1%
EBITDA - bez zdarzeń jednorazowych	599.2	711.2	438.0	766.5	789.5	645.0
EBITDA na tonę	66.3	78.6	48.6	81.5	81.4	66.5
Operacyjne przepływy pieniężne	675.8	608.5	458.9	584.3	712.1	604.3
Nakłady inwestycyjne	272.4	372.5	426.1	560.0	560.0	560.0
Wolne przepływy pieniężne	403.4	236.1	32.8	24.3	152.1	44.3
Wolne przepływy pieniężne na akcję	11.9	6.9	1.0	0.7	4.5	1.3
Zadłużenie netto	82.2	-112.8	-153.7	-152.5	-193.1	-124.6

Źródło: spółka, Erste Group Research

Akcjonariat

Od momentu zakończonego sukcesem wezwania na akcję LW Bogdanki z 2015 roku głównym akcjonariuszem Spółki jest Grupa Enea, która obecnie posiada 66% akcji Spółki. Nie ma innych akcjonariuszy posiadających powyżej 5% akcji Spółki.

Główne ryzyka

Inwestycja w akcje LW Bogdanka wiąże się z następującymi ryzykami:

- ryzyko zasobowe – brak możliwości pozyskania koncesji na nowe obszary ograniczyłby możliwości przedłużenia żywotności kopalni
- ryzyko spadku cen węgla – 1% spadku cen węgla przełożyłby się na 3.5% spadku zysku EBITDA według naszych estymacji
- ryzyko rosnących kosztów produkcji – 1% wzrostu jednostkowego gotówkowego kosztu wydobycia przełożyłby się na 2.6% spadku zysku EBITDA
- ryzyko wzrostu kosztów inwestycji – rosnące ceny za jednostkę nakładów inwestycyjnych przełożyły się na spadek wolnych przepływów pieniężnych dostępnych do finansowania dywidend
- ryzyko głównego akcjonariusza – polityka korporacyjna głównego akcjonariusza (np w zakresie dywidend / celów inwestycyjnych / poziomu zatrudnienia itp) może być w konflikcie z interesami akcjonariuszy mniejszościowych
- ryzyko wypadków górniczych – może przełożyć się wstrzymanie prac w obszarze wypadku I na spadek produkcji w danym okresie
- ryzyko zmiany polityki państwa wobec sektora górniczego i sektora energetycznego
- ryzyko rosnących cen CO2 skutkuje mniejszą konkurencyjnością wytrawiania energii w węgla w porównaniu do gazu ograniczając popyt na węgiel
- ryzyko konkurencji węgla z importu – niższe koszty wydobycia oraz niższe nakłady inwestycyjne w konkurencyjnych kopalniach zagranicznych może powodować presję na ceny węgla I ograniczać możliwości zbytu
- ryzyko zmiany popytu ze strony głównych odbiorców – spadająca rentowność wytwarzania opartego o węgiel może skutkować inwestycjami w mniej emisyjne źródła wytwarzania, co przełożyłoby się na spadek popytu na węgiel

- ryzyko utrzymania i pozyskania zasobów ludzkich – ryzyko niższej konkurencyjności zawodu górnika, co może w przyszłości wpływać na możliwości pozyskania zasobów ludzkich a także na żądania płacowe pracowników.

Wycena

Używamy modelu zdyskontowanych przepływów pieniężnych - DCF – jako naszego głównego narzędzia wycenowego, opierając się na prognozach dla szczegółowego okresu lat 2019-23. Korzystamy ze stopy dyskontowej opartej o średnio ważony koszt kapitału (WACC), wartości rezydualnej opartej o rentę wieczystą, a także rozwodnionej liczbie akcji. Model DCF odzwierciedla wartość akcji LW Bogdanka w bardziej właściwy sposób niż metody porównawcze, ponieważ zawiera on szczegółowe dane pieniężne dla przyszłych okresów.

Założenia

Nasze estymacje są sporządzone w oparciu o następujące założenia:

- Stopa wolna od ryzyka 2.4%, premia za kapitał własny 6%, premia za kapitał obcy 2%
- Nakłady inwestycyjne prognozowane są w relacji do prognoz Spółki a także w relacji do prognozowanego wolumenu wydobycia i zakresu robót przygotowawczych.
- Prognoza ceny węgla wynika z oczekiwań rynkowych w zakresie występowania deficytu/nadpodaży. Szczegółowo nasze założenia cenowe to wzrost cen węgla o 14% rdr w 2019, płaski poziom cen w 2020 a następnie presje cenowe wynikające z niskich cen światowych (tj wysokiej atrakcyjności importu) a także spodziewanego wzrostu zapasów przełożą się na około 5% spadek cen w 2021.
- Strona kosztowa jest prognozowana w oparciu o przedstawione przez Zarząd działania optymalizacyjne, a także wynika z prognozowanych wolumenów produkcji i zakresu robót przygotowawczych. Zakres robót przygotowawczych w roku 2019 jest prognozowany na niższym poziomie niż w rekordowo wysokim 2018 i jest prognozowany na podobnym poziomie w kolejnych latach.
- Nominalna stawka podatkowa jest założona na poziomie 19% w 2019-23.

Wzrost w okresie wartości rezydualnej jest założony na poziomie 0% w związku z uwzględnieniem ryzyka cenowego, ryzyka odbudowy zasobów, ryzyk związanych ze zmianą struktury mocy zainstalowanych w polskiej energetyce, a także ryzyk wzrostu popytu na energię elektryczną.

Wskaźniki grupy porównawczej

	C/Z			EV/EBITDA		
	2019e	2020e	2021e	2019e	2020e	2021e
GLENCORE PLC	10.4	9.2	8.6	5.4	4.9	4.8
WHITEHAVEN COAL LTD	6.2	8.4	8.7	3.9	5.1	5.4
CNX RESOURCES CORP	na	12.6	9.9	5.1	5.0	4.8
PEABODY ENERGY CORP	10.5	19.0	82.9	3.2	3.5	4.0
ARCH COAL INC - A	5.2	7.2	9.4	3.2	3.9	4.2
CHINA SHENHUA ENERGY CO-A	na	na	na	4.2	4.2	4.2
COAL INDIA LTD	9.3	9.0	7.6	5.1	4.9	4.5
BUMI SERPONG DAMAI PT	15.5	13.6	na	11.0	10.4	na
ADARO ENERGY TBK PT	7.5	7.0	6.5	3.8	3.5	3.6
BANPU PUBLIC CO LTD	9.0	8.4	8.1	8.8	8.8	8.7
YANZHOU COAL MINING CO-H	4.2	4.3	3.9	6.0	6.2	5.7
SHANXI COKING CO LTD-A	7.9	7.5	7.2	10.2	9.6	9.2
Mediana	8.5	8.4	8.4	5.1	5.0	4.8
LW Bogdanka	4.3	4.3	8.8	1.4	1.3	1.7
<i>Premia/dyskonto</i>	<i>-49%</i>	<i>-49%</i>	<i>5%</i>	<i>-73%</i>	<i>-74%</i>	<i>-65%</i>
Implikowana wartość	69.3	69.7	33.9	110.8	109.8	87.1

Źródło: Factset, Erste Group Research

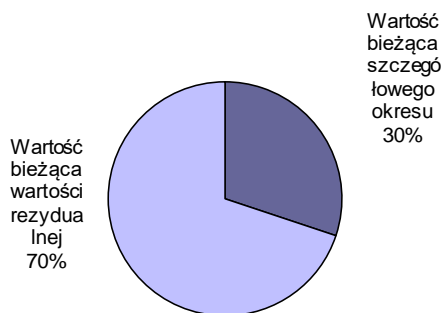
Kalkulacja WACC - Średnioważonego Kosztu Kapitału

	2019e	2020e	2021e	2022e	2023e	NY / TV
Stopa wolna od ryzyka	2.4%	2.4%	2.4%	2.4%	2.4%	4.0%
Premia za ryzyko	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	5.0%
Beta	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Koszt kapitału własnego	8.4%	8.4%	8.4%	8.4%	8.4%	9.0%
Koszt kapitału obcego	4.4%	4.4%	4.4%	4.4%	4.4%	6.0%
Efektywna stopa podatkowa	19.0%	19.0%	19.0%	19.0%	19.0%	19.0%
Koszt kapitału obcego po opodatkowaniu	3.6%	3.6%	3.6%	3.6%	3.6%	4.9%
Udział kapitału własnego	99%	99%	99%	99%	99%	99%
WACC	8.4%	8.4%	8.4%	8.4%	8.4%	9.0%

Wycena DCF (Zdyskontowane Przepływy Pieniężne)

(PLN mn)	2019e	2020e	2021e	2022e	2023e	NY / TV
<i>Wzrost przychodów</i>	22.8%	3.5%	-5.0%	1.0%	1.0%	0.0%
EBIT	341.2	344.7	168.4	146.0	125.7	169.5
<i>Marża EBIT</i>	15.8%	15.4%	7.9%	6.8%	5.8%	8.0%
<i>Stopa podatkowa</i>	19.0%	19.0%	19.0%	19.0%	19.0%	19.0%
Opodatkowanie EBIT	-64.8	-65.5	-32.0	-27.7	-23.9	-32.2
Zysk operacyjny skorygowany o podatek	276.4	279.2	136.4	118.3	101.8	137.3
+ Amortyzacja	425.3	444.8	476.6	495.6	512.4	512.4
<i>Inwestycje rzeczowe / Amortyzacja</i>	131.7%	125.9%	117.5%	113.0%	109.3%	91.5%
+/- Zmiana kapitału pracującego	108.9	2.2	-3.4	0.6	0.6	0.6
<i>Zmiana kapitału pracującego / zmiana przychodów</i>						
- Inwestycje rzeczowe	-560.0	-560.0	-560.0	-560.0	-560.0	-560.0
Wolne przepływy pieniężne do przedsięwzięcia	32.8	161.7	56.4	53.2	53.6	89.1
<i>Wzrost w okresie rezydualnym</i>						0.0%
Wartość rezydualna						994.2
Zdyskontowane wolne przepływy pieniężne -	32.8	149.3	48.0	41.8	38.9	721.3
Wartość przedsiębiorstwa - Dec 31 2018	1 032.0					
Udziały mniejszości	10.2					
Dług netto	-153.7					
Inne aktywa	0.0					
Inne korekty	0.0					
Wartość kapitału własnego - Dec 31 2018	1 175.6					
Liczba akcji (mn)	34.0					
Koszt kapitału własnego	8.4%					
12M cena docelowa na akcję (PLN)	39.0					
Obecna cena akcji (PLN)	35.5					
<i>Up/Downside</i>	9.8%					

Podział wartości firmy



Source: Erste Securities Polska

Wrażliwość (na akcję)

		Marża EBIT w okresie rezydualnym				
		4.0%	6.0%	8.0%	10.0%	12.0%
WACC	8.0%	21.2	31.6	42.0	52.4	62.7
	8.5%	20.9	30.6	40.4	50.2	59.9
	9.0%	20.5	29.8	39.0	48.2	57.4
	9.5%	20.3	29.0	37.7	46.4	55.2
	10.0%	20.0	28.3	36.6	44.9	53.2
		Wzrost w okresie rezydualnym				
		-2.0%	-1.0%	0.0%	1.0%	2.0%
WACC	8.0%	36.6	39.0	42.0	45.9	51.0
	8.5%	35.5	37.7	40.4	43.8	48.2
	9.0%	34.6	36.6	39.0	42.0	45.9
	9.5%	33.8	35.5	37.7	40.4	43.8
	10.0%	33.0	34.6	36.6	39.0	42.0

Erste Securities Polska

Bogdanka SA

01 July 2019

Skonsolidowane sprawozdanie z wyniku	2016	2017	2018	2019e	2020e	2021e
PLN mn	2016-12-31	2017-12-31	2018-12-31	2019-12-31	2020-12-31	2021-12-31
Przychody ze sprzedaży	1 786.3	1 780.3	1 756.7	2 157.0	2 231.7	2 119.1
Koszt sprzedanych produktów, towarów i materiałów	-1 429.0	-859.2	-1 584.0	-1 637.8	-1 702.8	-1 775.7
Zysk brutto ze sprzedaży	357.3	921.2	172.7	519.3	528.9	343.4
Koszty sprzedaży i administracyjne	-126.4	-75.0	-144.5	-177.4	-183.6	-174.3
Pozostałe przychody	17.9	5.1	34.6	1.5	1.5	1.5
Pozostałe koszty	-11.7	-4.0	-0.8	-2.2	-2.2	-2.2
Zyski operacyjny powiększony o amortyzację EBITDA	599.2	1 203.6	469.2	766.5	789.5	645.0
Powtarzalna EBITDA - bez zdarzeń jednorazowych	599.2	711.2	438.0	766.5	789.5	645.0
Amortyzacja	362.2	356.4	407.2	425.3	444.8	476.6
Zysk operacyjny - EBIT	237.0	847.3	62.0	341.2	344.7	168.4
Przychody i koszty finansowe	-13.4	-18.5	2.9	3.0	3.2	1.9
Pozostałe przychody/koszty	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Zysk przed opodatkowaniem	223.6	828.8	64.9	344.2	347.9	170.3
Podatek dochodowy	-41.7	-160.8	-11.1	-65.4	-66.1	-32.4
Wynik na działalności niekontynuowanej	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Zyski przypadające na udziały niekontrolujące	-0.5	-0.3	-0.2	0.0	0.0	0.0
Zysk przypadający na akcjonariuszy Jednostki Dominującej	181.5	667.6	53.6	278.8	281.8	138.0
Zysk akcjonariuszy Jednostki Dominującej - powtarzalny	181.5	273.3	27.3	278.8	281.8	138.0
Skonsolidowany bilans	2016	2017	2018	2019e	2020e	2021e
PLN mn	2016-12-31	2017-12-31	2018-12-31	2019-12-31	2020-12-31	2021-12-31
Rzeczowe aktywa trwałe	2 760.2	3 240.3	3 270.3	3 404.9	3 520.2	3 603.6
Wartości niematerialne	47.5	60.0	58.8	58.8	58.8	58.8
Pozostałe aktywa trwałe	122.1	128.5	134.7	147.6	161.9	177.6
Razem aktywa trwałe	2 929.8	3 428.8	3 463.8	3 611.4	3 740.9	3 840.0
Zapasy	71.6	62.6	83.4	86.3	89.3	84.8
Należności	244.1	209.1	203.5	291.2	301.3	286.1
Inne aktywa obrotowe	13.8	23.5	11.8	11.8	11.8	11.8
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	541.1	434.9	170.9	250.0	250.0	250.0
Razem aktywa obrotowe	870.5	730.1	469.5	639.3	652.4	632.7
RAZEM AKTYWA	3 800.3	4 158.9	3 933.4	4 250.7	4 393.3	4 472.7
Kapitał własny przypadający na akcjonariuszy Jednostki Dominującej	2 282.3	2 891.5	2 939.9	3 193.2	3 363.5	3 388.7
Udziały niekontrolujące	10.1	10.0	10.2	10.2	10.2	10.2
Zobowiązanie finansowe odsetkowe	320.0	17.0	13.9	48.8	28.5	62.7
Zobowiązanie z tytułu odroczonego podatku dochodowego	56.1	205.3	213.7	213.7	213.7	213.7
Rezerwy z tytułu świadczeń pracowniczych	209.7	119.5	132.3	132.3	132.3	132.3
Pozostałe zobowiązania długoterminowe	174.3	170.6	176.5	176.5	176.5	176.5
Razem zobowiązania długoterminowe	760.1	512.4	536.4	571.3	551.0	585.2
Zobowiązanie finansowe odsetkowe	303.4	305.2	3.2	48.8	28.5	62.7
Zobowiązania handlowe	315.7	315.9	331.1	312.8	323.6	307.3
Pozostałe zobowiązania krótkoterminowe	128.8	123.8	112.5	114.6	116.6	118.6
Razem zobowiązania krótkoterminowe	747.8	744.9	446.8	476.1	468.7	488.6
RAZEM ZOBOWIĄZANIA i KAPITAŁ WŁASNY	3 800.3	4 158.9	3 933.4	4 250.7	4 393.3	4 472.7
Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych	2016	2017	2018	2019e	2020e	2021e
PLN mn	2016-12-31	2017-12-31	2018-12-31	2019-12-31	2020-12-31	2021-12-31
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	675.79	608.52	458.87	584.26	712.10	604.27
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	-285.36	-372.05	-418.23	-560.00	-560.00	-560.00
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	-111.36	-342.64	-304.78	54.88	-152.10	-44.27
ZMIANA STANU ŚRODKÓW PIENIĘŻNYCH	279.07	-106.18	-264.14	79.14	0.00	0.00
Marże i wskaźniki	2016	2017	2018	2019e	2020e	2021e
Wzrost przychodów rdr	-5.3%	-0.3%	-1.3%	22.8%	3.5%	-5.0%
Marża EBITDA - bez zdarzeń jednorazowych	33.5%	39.9%	24.9%	35.5%	35.4%	30.4%
Marża EBIT	13.3%	47.6%	3.5%	15.8%	15.4%	7.9%
Marża zysku netto - bez zdarzeń jednorazowych	10.2%	15.4%	1.6%	12.9%	12.6%	6.5%
ROE	8.6%	12.0%	0.9%	9.5%	8.8%	4.1%
ROCE	6.3%	22.0%	1.6%	8.1%	7.8%	3.7%
Wskaźnik kapitału własnego	60.1%	69.5%	74.7%	75.1%	76.6%	75.8%
Dług netto	82.2	-112.8	-153.7	-152.5	-193.1	-124.6
Kapitał pracujący	2 804.6	3 274.2	3 308.7	3 563.2	3 692.9	3 786.6
Wskaźnik rotacji zapasów	16.4	12.8	21.7	19.3	19.4	20.4

Zastrzeżenia prawne

Niniejsza rekomendacja („Dokument”) została przygotowana przez Erste Securities Polska S.A., spółkę zależną od Erste Group Bank AG (razem ze skonsolidowanymi spółkami zależnymi „Erste Group”) niezależnie i obiektywnie w celu dostarczenia dodatkowych informacji ekonomicznych o analizowanej spółce lub spółkach („Spółka lub Spółki”). Lubelski Węgiel „BOGDANKA” Spółka Akcyjna została objęta niniejszą rekomendacją w ramach Pilotażowego Programu Wsparcia Analitycznego Giełdy Papierów Wartościowych S.A. w Warszawie („Program”). Program zakłada, że za objęcie pokryciem analitycznym spółki Lubelski Węgiel „BOGDANKA” Erste Securities Polska S.A. otrzyma wynagrodzenie od Giełdy Papierów Wartościowych S.A. w Warszawie. W związku z powyższym Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie przysługują jako zamawiającemu autorskie prawa majątkowe do raportu. Dokument sporządzony został w oparciu o możliwie najlepszy stan wiedzy analityka Erste Group odpowiedzialnego za sporządzenie Dokumentu na datę jego wydania i może podlegać okresowym zmianom bez powiadomienia. Dokument ma na celu jedynie do dostarczania niewiążących informacji i nie stanowi doradztwa inwestycyjnego ani osobistej rekomendacji inwestycyjnej. Niniejszy Dokument nie stanowi ani nie tworzy części oferty i nie powinien być interpretowany jako oferta, zalecenie lub zaproszenie do subskrypcji lub nabycia jakichkolwiek papierów wartościowych, zarówno niniejszy Dokument, lub cokolwiek co zostało w nim zawarte nie stanowią podstawy lub zachęty do zawarcia jakiegokolwiek umowy lub włączenia papierów wartościowych lub produktu finansowego do strategii inwestycyjnej. Wszystkie informacje, analizy i wnioski przedstawione w niniejszym dokumencie mają charakter ogólny. Niniejszy dokument nie ma na celu dostarczenia wyczerpującego przeglądu jakichkolwiek inwestycji, potencjalnych ryzyk i spodziewanych wyników, jak również nie uwzględnia indywidualnych potrzeb inwestora („Inwestor”) w odniesieniu do korzyści, aspektów podatkowych, świadomości ryzyka i adekwatności papieru wartościowego lub produktu finansowego. W związku z tym niniejszy Dokument nie zastępuje jakiegokolwiek oceny związanej z inwestorem i inwestycjami ani żadnych kompleksowych ujawnień dotyczących ryzyka; każdy papier wartościowy lub produkt finansowy ma inny poziom ryzyka. Publikacje wyników i przykładowe obliczenia nie stanowią żadnych wskazówek dotyczących przyszłych wyników papierów wartościowych lub produktu finansowego. Informacje o wynikach osiągniętych w przeszłości niekoniecznie gwarantują pozytywne wyniki w przyszłości, a inwestycje w papiery wartościowe lub produkty finansowe związane są z ryzykiem i mogą być przedmiotem spekulacji. Im słabsza jest zdolność kredytowa Spółki, tym większe będzie ryzyko inwestycji. Nie każda inwestycja jest odpowiednia dla każdego inwestora. Dlatego Inwestorzy powinni skonsultować się ze swoimi doradcami (w szczególności doradcami prawnymi i podatkowymi) przed podjęciem jakiegokolwiek decyzji inwestycyjnej, aby upewnić się, że - niezależnie od informacji zawartych w niniejszym dokumencie - zamierzony zakup papieru wartościowego lub produktu finansowego jest odpowiedni do potrzeb i zamiaru Inwestora, Inwestor zrozumiał wszystkie ryzyka i po należytej analizie Inwestor doszedł do wniosku, że jest w stanie udźwignąć ekonomiczny rezultat takiej inwestycji. Zaleca się, aby inwestorzy zwrócili uwagę na informacje przekazywane klientom zgodnie z austriacką ustawą o nadzorze nad papierami wartościowymi z 2018 r. oraz zgodnie z polską ustawą o obrocie instrumentami finansowymi z 2005 r., z późniejszymi zmianami. Badania inwestycyjne są opracowywane przez dział analiz inwestycyjnych Erste Group w ramach przewidzianych przez obowiązujące przepisy prawa. Opinie zawarte w analizach dotyczących instrumentów udziałowych i dłużnych mogą się różnić. Inwestorzy inwestujący w instrumenty dłużne tego samego emitenta. Analityk nie ma żadnych uprawnień do składania jakichkolwiek oświadczeń lub gwarancji w imieniu analizowanej Spółki, Erste Group lub jakiegokolwiek innej osoby. Chociaż dołożono wszelkich uzasadnionych starań, aby zapewnić, że podane tu fakty są dokładne i że prognozy, opinie i oczekiwania zawarte w niniejszym dokumencie są uczciwe i rozsądne, Erste Group (w tym jej przedstawiciele i pracownicy) nie udziela, wyrażnie lub domniemanie, żadnej gwarancji, ani nie przyjmuje na siebie odpowiedzialność za aktualność, kompletność i poprawność treści niniejszego Dokumentu. Ani Erste Group, ani żaden z jej poszczególnych dyrektorów zarządzających, członków rady nadzorczej, członków zarządu, dyrektorów, lub innych pracowników nie ponosi żadnej odpowiedzialności za jakiegokolwiek koszty, straty lub szkody (w tym późniejsze szkody, szkody pośrednie i utracone korzyści) w jakkolwiek sposób wynikające z polegania na tym dokumencie lub wykorzystania tego dokumentu. Erste Group, spółki powiązane, a także przedstawiciele i pracownicy mogą, w zakresie dozwolonym przez prawo, posiadać pozycję w papierach wartościowych (lub opcjach, warrantach lub prawach do papierów wartościowych lub innych instrumentów finansowych) analizowanej Spółki.

Ponadto Erste Group, spółki powiązane, a także przedstawiciele i pracownicy mogą oferować Spółce usługi inwestycyjne lub mogą sprawować funkcje zarządcze w Spółce. Niniejszy dokument został opracowany zgodnie z prawem polskim, obowiązującym na terytorium Rzeczypospolitej Polski. Przekazywanie tego dokumentu, jak również marketing produktów finansowych opisanych w niniejszym dokumencie są ograniczone lub zabronione w niektórych jurysdykcjach. Dotyczy to w szczególności Stanów Zjednoczonych, Kanady, Szwajcarii, Australii, Korei i Japonii. W szczególności niniejszy dokument, ani żadna jego kopia nie mogą być pobierane, przesyłane lub rozpowszechniane, bezpośrednio lub pośrednio w Stanów Zjednoczonych lub osobom z USA (zgodnie z definicją w amerykańskiej Ustawie o papierach wartościowych z 1933 r., z późniejszymi zmianami), chyba że obowiązujące przepisy prawa Stanów Zjednoczonych lub niektórych stanów federalnych USA przewidują odpowiednie zwolnienia. Jakiegokolwiek nieprzestrzeganie tych ograniczeń może stanowić naruszenie praw tego rodzaju jurysdykcji. Osoby otrzymujące ten dokument są zobowiązane do zapoznania się z wszelkimi tego rodzaju ograniczeniami i do ich przestrzegania. Akceptując niniejszy dokument obiorca zgadza się przestrzegać powyższych ograniczeń i przestrzegać obowiązujących przepisów. Dalsze informacje mogą być dostarczone przez Erste Group na żądanie. Niniejszy dokument oraz informacje, analizy, komentarze i wnioski zawarte w niniejszym dokumencie są materiałem chronionym prawem autorskim.

Erste Group zastrzega sobie prawo do zmiany wszelkich opinii i informacji zawartych w niniejszym dokumencie w dowolnym czasie i bez wcześniejszego powiadomienia. Erste Group zastrzega sobie ponadto prawo do nie

aktualizowania jakichkolwiek informacji zawartych w niniejszym dokumencie lub do całkowitego zaprzestania aktualizacji. Wszystkie informacje zawarte w niniejszym dokumencie są niewiążące. Istnieje możliwość wystąpienia błędów drukarskich i błędów przedruku.

Jeśli jedna z klauzul zawartych w niniejszym oświadczeniu zostanie uznana za niezgodną z prawem, niemożliwa do zastosowania lub niewykonalna, klauzula musi być traktowana w jak największym możliwym stopniu jako oddzielna klauzula w stosunku do innych klauzul przewidzianych w niniejszym oświadczeniu. W każdym przypadku niedozwolona, niemożliwa do zastosowania lub niewykonalna klauzula nie wpływa na legalność, możliwość zastosowania lub wykonalność innych klauzul.

Ważne Ujawnienia

NINIEJSZY DOKUMENT NIE MOŻE BYĆ PRZEKAZYWANY, PRZESYŁANY LUB ROZPOWSZECHNIANY W STANACH ZJEDNOCZONYCH, KANADZIE, SZWAJCARII, AUSTRALII, KOREA LUB JAPONII LUB DO JAKIEJKOLWIEK TZW. US PERSON, LUB JAKIEJKOLWIEK OSOBY FIZYCZNEJ POZA KANADĄ, AUSTRALIĄ, SZWAJCARIĄ, KOREĄ LUB JAPONIĄ, KTÓR JEST REZYDENTEM STANÓW ZJEDNOCZONYCH, KANADY, SZWAJCARII, AUSTRALII, KOREI LUB JAPONII ALBO PRASIE W TYCH KRAJACH.

Ogólne ujawnienia

Wszystkie rekomendacje wydane przez Erste Group Research są niezależne, obiektywne i oparte na najnowszych informacjach o Spółce, branży i innych ogólnych publicznie dostępnych informacjach, które Erste Group Research uważa za wiarygodne; jednakże nie gwarantujemy ani nie przyjmujemy żadnej odpowiedzialności za kompletność lub dokładności takich informacji lub naszych rekomendacji. W celu uniknięcia błędów i / lub zniekształceń staramy się dochować należytej staranności i rzetelności. Spółka lub inne wewnętrzne działy Erste Group nie mają wpływu na rating lub cenę docelową rekomendacji. Każda rekomendacja opracowywana przez analityka jest weryfikowana przez pracownika wyższego szczebla z działu analiz lub uzgadniana z analitykiem wyższego szczebla / jego zastępcą (zasada 4 oczu). Erste Group wdrożyło obszerny system compliance dotyczące transakcji osobistych analityków (patrz „Konflikty interesów”). Analitycy nie mogą angażować się w jakąkolwiek odpłatną działalność związaną ze spółkami objętymi pokryciem analitycznym, chyba że zostało to odpowiednio ujawnione. Żadna część wynagrodzenia analityków nie była, nie jest lub nie będzie bezpośrednio lub pośrednio związana z konkretnymi rekomendacją(mi) lub opiniami wyrażonymi przez nich w niniejszym dokumencie. Erste Group może angażować się w transakcje instrumentami finansowymi, zawierającymi na rachunek własny lub w inny sposób, które są sprzeczne z poglądami przyjętym w niniejszym raporcie analitycznym. Ponadto inne osoby należące do Erste Group, w tym strategzy i pracownicy działu sprzedaży, mogą wyrażać poglądy niezgodne z poglądami przyjętymi w niniejszym raporcie analitycznym.

Konflikty interesów

Ujawnienia dotyczące potencjalnych konfliktów interesów związanych z Erste Group Bank AG, jej podmiotami powiązаныmi lub oddziałami oraz odpowiednimi przedstawicielami i pracownikami w odniesieniu do emitentów, instrumentów finansowych i / lub papierów wartościowych będących przedmiotem niniejszego dokumentu są aktualizowane codziennie.

Aby zapoznać się z przeglądem konfliktów interesów dla wszystkich analizowanych spółek przez Erste Group w ramach Equity Research, proszę kliknąć następujący link:

<https://produkte.erstegroup.com/Retail/en/ResearchCenter/Overview/Disclaimer/index.phtml>.

Erste Group Bank AG zapewnia wewnętrzną polityką, że konflikty interesów są zarządzane w uczciwy sposób. Polityka „Zarządzania konfliktem interesów w związku z badaniami inwestycyjnymi” znajduje się pod następującym linkiem:

<https://produkte.erstegroup.com/Retail/en/ResearchCenter/Overview/Disclaimer/index.phtml>.

Definicje ocen Erste Group

Kup	> +20% od ceny docelowej
Akumuluj	+10% < cena docelowa < +20%
Trzymaj	0% < cena docelowa < +10%
Redukuj	-10% < cena docelowa < 0%
Sprzedaj	< -10% od ceny docelowej

Nasze ceny docelowe są ustalane poprzez ustalenie wartości godziwej akcji, z uwzględnieniem dodatkowych czynników fundamentalnych i istotnych wiadomości dla ceny akcji (takich jak: fuzje i przejęcia, przyszłe istotne transakcje na akcjach, pozytywny / negatywny sentyment dla sektora/akcji, inne wiadomości) i odniesienie do przyszłych 12 miesięcy. Wszystkie rekomendacje należy rozumieć w odniesieniu do naszej bieżącej podstawowej wyceny akcji. Rekomendacje nie wskazują względnych zachowań kursu akcji w stosunku do benchmarku regionalnego lub sektorowego.

Historia wszystkich rekomendacji w ciągu ostatnich 12 miesięcy znajduje się pod następującym linkiem:

<https://produkte.erstegroup.com/Retail/en/ResearchCenter/Overview/Disclaimer/index.phtml>.

Wyjaśnienie parametrów wyceny i oceny ryzyka

O ile nie zaznaczono inaczej w treści raportu analitycznego, ceny docelowe w publikacji oparte są na wycenie metodą zdyskontowanych przepływów pieniężnych i / lub porównaniu wskaźników wyceny z firmami postrzeganymi przez analityka jako porównywalne lub kombinacją obu metod. Wynik tej fundamentalnej wyceny jest korygowany, aby odzwierciedlić poglądy analityka na prawdopodobny przebieg nastrojów inwestorów. Niezależnie od zastosowanej metody wyceny istnieje znaczne ryzyko, że cena docelowa nie zostanie osiągnięta w oczekiwanych ramach czasowych. Czynniki ryzyka obejmują nieprzewidziane zmiany presji konkurencyjnej lub poziomu popytu na produkty spółki. Takie zmiany popytu mogą wynikać ze zmian w technologii, ogólnego poziomu aktywności gospodarczej lub, w niektórych przypadkach, ze zmian wartości społecznych. Na wyceny mogą także wpływać zmiany w opodatkowaniu, kursach walut, nastrojach na rynku kapitałowym oraz

Erste Securities Polska

Bogdanka SA

01 July 2019

przepisach regulacyjnych. Inwestowanie w rynki zagraniczne i instrumenty, takie jak ADR, może skutkować zwiększonym ryzykiem z powodu takich czynników, jak kursy wymiany, kontrola wymiany, opodatkowanie, warunki polityczne, gospodarcze i społeczne.

Wszystkie ceny rynkowe w tej publikacji są cenami zamknięcia poprzedniego dnia sesyjnego (chyba że w publikacji podano inaczej).

Szczegółowe informacje na temat wyceny i metodologii badań inwestycyjnych Erste Group Bank AG znajdują się pod następującym linkiem:

<https://produkte.erstegroup.com/Retail/en/ResearchCenter/Overview/Disclaimer/index.phtml>.

Planowana częstotliwość aktualizowania rekomendacji

Docelowe ceny dla poszczególnych akcji mają być cenami docelowymi przez 12 miesięcy, począwszy od daty publikacji. Ceny docelowe i rekomendacje są weryfikowane zazwyczaj po opublikowaniu raportów kwartalnych lub zawsze, gdy wymagają tego okoliczności.

Okresowe publikacje są identyfikowane przez ich odpowiednie nazwy produktowe, co samo w sobie wskazuje częstotliwość aktualizacji (np. raport kwartalny). Rekomendacje wymienione w tych publikacjach są aktualizowane zgodnie z częstotliwością, chyba że zaznaczono inaczej (np. 12M TP nie jest aktualizowana co miesiąc, nawet jeśli jest to wymienione w podsumowaniu produktu miesięcznego / kwartalnego).

Odnośniki

Erste Group może udostępniać hiperłącza do stron internetowych podmiotów wymienionych w tym dokumencie, jednak dołączenie linku nie oznacza, że Erste Group popiera, rekomenduje lub zatwierdza jakiegokolwiek materiał na połączonej stronie lub dostępne z niej. Erste Group nie ponosi żadnej odpowiedzialności za takie materiały, w szczególności za kompletność i dokładność, ani za jakiegokolwiek konsekwencje ich wykorzystania.

Dodatkowe uwagi dla czytelników w następujących krajach:

Austria: Erste Group Bank AG jest zarejestrowany w Rejestrze Handlowym w Sądzie Gospodarczym w Wiedniu pod numerem FN 33209m. Erste Group Bank AG jest autoryzowany i regulowany przez Europejski Bank Centralny (EBC) (Sonnemannstraße 22, D-60314 Frankfurt nad Menem, Niemcy) oraz przez Austriacki Urząd ds. Rynku Finansowego (FMA) (Otto-Wagner Platz 5, A-1090, Wiedeń, Austria).

Niemcy: Erste Group Bank AG jest upoważniony do prowadzenia działalności inwestycyjnej w Niemczech przez Austriacki Urząd ds. Rynku Finansowego (FMA) i podlega ograniczonemu nadzorowi Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin).

Wielka Brytania: Erste Group Bank AG jest regulowany w zakresie prowadzenia działalności inwestycyjnej w Wielkiej Brytanii przez Financial Conduct Authority i Prudential Regulation Authority. Niniejszy dokument skierowany jest wyłącznie do uprawnionych kontrahentów i klientów profesjonalnych. Nie jest skierowany do klientów detalicznych. Żadne osoby inne niż uprawniony kontrahent lub klient profesjonalny nie powinny czytać ani polegać na żadnych informacjach w tym dokumencie. Erste Group Bank AG nie zajmuje się ani nie doradza ani nie oferuje w żaden inny sposób usług inwestycyjnych klientom detalicznym.

Republika Czeska: Česká spořitelna, a.s. jest regulowana w zakresie prowadzenia działalności inwestycyjnej w Czechach przez Narodowy Bank Czech (CNB).

Chorwacja: Erste Bank Croatia jest regulowany w zakresie prowadzenia działalności inwestycyjnej w Chorwacji przez Chorwacką Agencję Nadzoru Usług Finansowych (HANFA).

Węgry: Erste Bank Hungary ZRT. i Erste Investment Hungary Ltd. są regulowane w zakresie prowadzenia działalności inwestycyjnej na Węgrzech przez Węgierski Urząd Nadzoru Finansowego (PSZAF).

Serbia: Erste Group Bank AG jest regulowany w zakresie prowadzenia działalności inwestycyjnej w Serbii przez Komisję Papierów Wartościowych Republiki Serbii (SCRS).

Rumunia: Banca Comerciala Romana jest regulowany w zakresie prowadzenia działalności inwestycyjnej w Rumunii przez rumuńską Narodową Komisję Papierów Wartościowych (CNVM).

Polska: Erste Securities Polska S.A. jest regulowana w zakresie prowadzenia działalności inwestycyjnej w Polsce przez Komisję Nadzoru Finansowego (KNF).

Słowacja: Slovenská sporiteľňa, a.s. jest regulowana w zakresie prowadzenia działalności inwestycyjnej na Słowacji przez Narodowy Bank Słowacji (NBS).

Turcja: Tarkus Advisory, nieregulowana turecka firma doradcza, jest wyłącznym partnerem Erste Group Bank AG w zakresie badań inwestycyjnych i działa w imieniu Erste Group Bank AG na rzecz tureckich emitentów. Za treści, oceny i ceny docelowe odpowiada wyłącznie Erste Group Bank AG.

Szwajcaria: Niniejszy raport z badań nie stanowi prospektu emisyjnego ani podobnego komunikatu w związku z ofertą lub notowaniem papierów wartościowych w rozumieniu art. 652a, 752 i 1156 szwajcarskiego kodeksu zobowiązań oraz zasad notowań SWX Swiss Exchange.

Hong Kong: Ten dokument może być otrzymany w Hongkongu wyłącznie przez „profesjonalnych inwestorów” w rozumieniu Załącznika 1 do Rozporządzenia o papierach wartościowych i kontraktach terminowych na waluty (Cap.571) Hongkongu oraz wszelkich zasad w nim zawartych.

© Erste Group Bank AG oraz Erste Securities Polska S.A. 2019. Wszelkie prawa zastrzeżone.

Opublikowano przez:

Erste Securities Polska S.A.

Departament Analiz

Ul. Królewska 16

00-103 Warszawa

Strona internetowa Erste Securities Polska S.A.: www.esp.pl

oraz:

Erste Group Bank AG

Group Research

1100 Vienna, Austria, Am Belvedere 1

Siedziba: Wiedeń

Nr Rejestru Handlowego: FN 33209m

Erste Securities Polska

Bogdanka SA

01 July 2019

Sądzie Gospodarczym w Wiedniu

Strona internetowa Erste Group: www.erstegroup.com