

wtorek, 26 marca 2019 | aktualizacja raportu

PGE: kupuj (podtrzymana)

PGE PW; PGE.WA | Energetyka, Polska

2019 nie taki straszny jak go malują

Notowania spółek utilities w Europie wspinają się na nowe szczyty (indeks sektorowy +13% YTD) na fali odwrócenia wieloletnich tendencji na wynikach. WIG Energetyka, po dobrym początku roku, stracił korelację z europejską grupą porównawczą i pogłębił dyskonto na EV/EBITDA. Katalizatorem tego pogorszenia sentymentu stała się sama PGE, która najpierw poinformowała o profilaktycznej rezerwie na rekompensatę, a później zaskoczyła pesymistycznymi prognozami na rok 2019. Tymczasem w naszej opinii rok 2019 może jeszcze zaskoczyć in plus, szczególnie że oczekiwania rynkowe zostały mocno schłodzone. Chwilowe pogorszenie modelowych marż terminowych na TGE (duży udział czynników pogodowych) nie powinno przesłaniać perspektywy kontynuacji poprawy EBITDA w kolejnych latach (oddanie inwestycji, rynek mocy) i znacznych FCF. W tych okolicznościach i rosnących potrzebach budżetu państwa dywidenda powinna przestać być tematem tabu. Podtrzymujemy rekomendację kupuj. Uwzględniamy jednak większą presję na koszty wynagrodzeń i niższe ceny zielonych certyfikatów, stąd obniżamy prognozy średnio o 3% na EBITDA i korygujemy cenę docelową do 13,77 PLN.

Rok 2019 może zaskoczyć in plus

Podane przez Zarząd oczekiwane kierunki zmian EBITDA w 2019 stały się przyczynkiem do naszym zdaniem zbyt pesymistycznych tez o konieczności istotnej rewizji konsensusu. W naszych prognozach uwzględniamy z pewnością główne negatywne katalizatory: ubytek wyniku w cieple (-0,4 mld PLN), koszty wynagrodzeń (-0,3 mld PLN), jednakże upatrujemy pozytywnych zaskoczeń m.in. w obszarze zarządzania portfelem (zaniżona o 0,3 mld PLN baza odniesienia), z tytułu kontrybucji nowych bloków w Opolu (0,2 mld PLN) czy finalnej realizacji CDS przez flotę węglową. Oczywiście warunkiem koniecznym jest neutralny wpływ rekompensat, co nadal jest możliwe mimo obecnego chaosu w tym temacie.

Perspektywa coraz wyższych FCF

Nakłady na największe projekty (Opole, Turów) zostały już zrealizowane w 80% i najbliższe 3 lata powinny przynieść znaczące nadwyżki przepływów pieniężnych (6,6 mld PLN FCF'19-21), a co za tym idzie redukcję i tak relatywnie niskiego długu netto. Będzie to argumentem w dyskusji nad polityką dywidendową, szczególnie że ten temat może odzyskiwać znaczenie dla budżetu państwa. Przypominamy też, że CFO w 2018 był zainfekowany na około 1 mld PLN przez zmianę polityki zakupów CO₂ i konieczność uzupełnienia depozytów na TGE.

Nieco słabsze odczyty na TGE, ale CDS-y nadal wysokie

W lutym i marcu modelowa marża terminowa elektrowni węglowej na rok 2020 uległa kompresji głównie z uwagi na warunki pogodowe (spadek popytu i wysoką wietrzność zwiększającą produkcję farm wiatrowych) i spadek cen węgla z importu. Naszym zdaniem jest to w dużym stopniu zjawisko tymczasowe i wkrótce CDS-y powinny się odbudowywać, szczególnie że zgodnie z aktualną prognozą PSE w maju i czerwcu ponownie spadnie poziom rezerwy w systemie.

(mIn PLN)	2017	2018	2019P	2020P	2021P
Przychody	23 100,0	25 946,0	39 389,9	43 237,6	41 684,6
EBITDA	7 650,0	6 364,0	7 423,6	8 219,3	9 624,1
marża EBITDA	33,1%	24,5%	18,8%	19,0%	23,1%
EBIT	3 552,0	2 471,0	3 341,4	3 958,3	5 330,1
Zysk netto	2 600,0	1 498,0	2 446,9	2 929,8	4 065,3
P/E	7,1	12,4	7,6	6,3	4,6
P/CE	2,8	3,4	2,8	2,6	2,2
P/BV	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3
EV/EBITDA	3,6	4,6	3,9	3,4	2,6
DPS	0,00	0,00	0,00	0,33	0,39
DYield	0,0%	0,0%	0,0%	3,3%	4,0%

Cena bieżąca	9,88 PLN
Cena docelowa	13,77 PLN
Kapitalizacja	18,52 mld PLN
Free float	7,89 mld PLN
Średni dzienny obrót (3 m-ce)	48,7 mln PLN

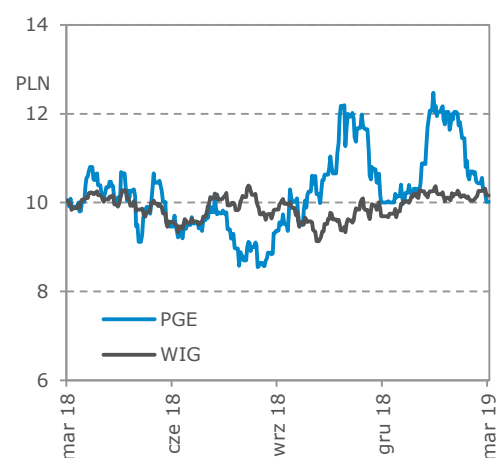
Struktura akcjonariatu

Skarb Państwa	57,39%
Pozostali akcjonariusze	42,61%

Profil spółki

PGE jest największym w Polsce holdingiem energetycznym, w którego skład wchodzi elektrownie i elektrociepłownie o łącznych mocach 16 GW i rocznej produkcji na poziomie 66 TWh, co daje około 40% udział w krajowym rynku. Około 60% prądu produkowane jest w oparciu o dostawy surowca z własnych kopalni węgla brunatnego. Spółka posiada także sieć dystrybucji energii (około 27% polskiego rynku) oraz największą w kraju spółkę detaliczną zajmującą się sprzedażą energii do klientów końcowych (40,4 TWh).

Kurs akcji PGE na tle WIG



Spółka	Cena docelowa		Rekomendacja	
	nowa	stara	nowa	stara
PGE	13,77	14,47	kupuj	kupuj

Spółka	Cena bieżąca	Cena docelowa	Potencjał zmiany
PGE	9,88	13,77	+39,0%

Zmiana prognoz od ostatniego raportu	2019P	2020P	2021P
EBITDA	-2,7%	-3,7%	-3,9%
Zysk netto	-11,3%	-10,6%	-8,9%
Energia (EUR/MWh)	-0,7%	+3,1%	+2,9%
Węgiel (PLN/t)	-3,6%	-1,0%	-0,7%
CO ₂ (EUR/t)	+17,6%	+15,3%	+13,0%

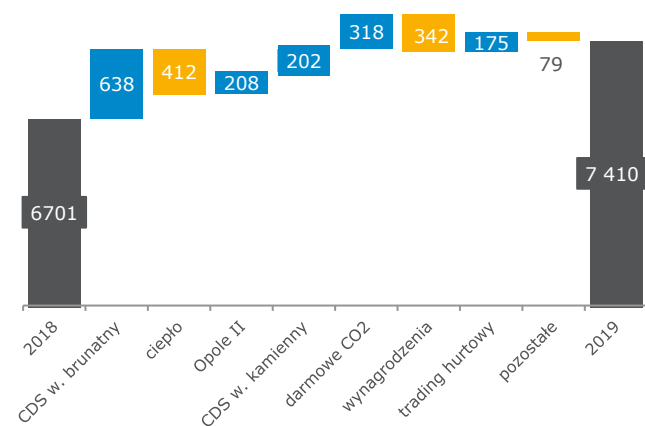
Analityk:

Kamil Kliszc
+48 22 438 24 02
kamil.kluszcz@mbank.pl

Co z tym 2019 rokiem?

Przy okazji wyników za 4Q PGE opublikowała oczekiwania Zarządu dotyczące raportowanego wyniku EBITDA w 2019. Formuła tych prognoz jest dość mało precyzyjna (wskazanie kierunku zmian bez skali), ale wskazania dla niektórych segmentów wzbudziły wiele kontrowersji i były generalnie negatywnym zaskoczeniem dla rynkowego konsensusu, szczególnie że konferencja wynikowa nie wyjaśniła wielu wątpliwości. **Część analityków alarmuje, że rynkowy konsensus na poziomie 7,5 mld PLN będzie wymagał gruntownej rewizji w dół.** Naszym zdaniem jednak taki odbiór tych „prognoz” PGE jest zbyt pesymistyczną interpretacją. **My postrzegamy te wskazania jako bardzo konserwatywne i oczekujemy pozytywnych zaskoczeń już w 1Q'19**, szczególnie w kontekście drastycznie obniżonych oczekiwań, odzwierciedlonych w ostatnich spadkach kursu akcji. Oczywiście dostrzegamy też strukturalne ryzyko związane z kwestią rekompensat, ale szerzej o tym w dalszej części raportu. Na poniższym wykresie prezentujemy główne czynniki zmiany skorygowanego strumienia EBITDA w 2019 roku vs 2018. Nasza dotychczasowa prognoza EBITDA 2019 została skorygowana o ~3% w stosunku do raportu z początku lutego. Wynik netto korygujemy mocniej (~12%) z uwagi na wyższą amortyzację (efekt odpisywania nakładów na nierentowne jednostki - zgodnie z polityką księgową realizowaną w roku 2018).

Główne katalizatory zmiany skor. EBITDA w 2019 roku (mln PLN)



Źródło: szacunki Domu Maklerskiego mBanku

- CDS w. brunatny (+0,64 mld PLN)** – efekt wzrostu zrealizowanej ceny energii o ponad 70 PLN/MWh przy wzroście kosztu CO₂ (zmiana modelowego CDS o 24 PLN/MWh). Kwota ta uwzględnia spadek wolumenu r/r o 1,7 TWh z uwagi na plany remontowe w Elektrowni Bełchatów (plan koordynacyjny PSE wskazuje modelowo na ubytek 2,7 TWh przy 100% load factor, ale po korekcie o historyczny load factor z 2018 na implikowany spadek produkcji wynosiłby ~2,0 TWh, niemniej jednak komentarze rynkowe PSE na temat napiętej sytuacji w systemie w tym roku oraz dane remit YTD uzasadniają naszym zdaniem łagodniejsze podejście do odstawień bloków pracujących w podstawie. W założeniach dla roku 2020 nieznacznie obniżamy CDS dla tych aktywów do 159 PLN/MWh (średnia YTD na cenach TGE to ~160 PLN/MWh, choć ostatnie odczyty zeszły okresowo w okolice 150 PLN/MWh), ale podnosimy nieznacznie dyspozycyjność floty, choć remonty BAT zakończą się dopiero w pełni w roku 2021.

Modelowy CDS dla węgla brunatnego po koszcie CO₂ (PLN/MWh)



Źródło: szacunki Domu Maklerskiego mBanku

- Spadek wyniku elektrowni (-0,41 mld PLN)** – szacujemy, że roczne przychody ze świadectw pochodzenia w 2018 roku w całej Grupie wyniosły ~0,4 mld PLN. W związku ze zmianami legislacyjnymi wsparcie dla kogeneracji zostanie mocno zredukowane w tym roku, ale nadal czekamy na rozporządzenie ministerstwa w tej sprawie (należne płatności mają być jednak wyrównane YTD). W ocenach skutków regulacji do ustawy, resort szacował że roczna płatność dla całego sektora spadnie z 1,56 mld PLN do 0,21 mld PLN, co proporcjonalnie w przypadku PGE oznaczałoby ubytek rzędu 0,35 mld PLN. Pozostałe 60 mln PLN to założony negatywny efekt wysokich temperatur w 1Q'19.
- Kontrybucja bloków Opole II (+0,2 mld PLN)** – zgodnie z harmonogramem pierwszy blok ma być oddany w czerwcu a drugi we wrześniu tego roku. W modelu zakładamy produkcję na poziomie 2,8 TWh (konserwatywnie 4 miesiące normalnej pracy pierwszego bloku i 1 miesiąc drugiego).
- CDS bloki węglowe (+0,2 mld PLN)** – ta kontrybucja uwzględnia zbliżony r/r poziom wolumenów (konieczność zastąpienia brakujących 1,7 TWh z Bełchatowa), wyższe ceny oraz wyższy o 20% koszt węgla (zgodnie z deklaracją Zarządu dynamika wyraźnie przewyższająca średnią dla całego rynku).
- Wartość darmowych uprawnień do emisji (+0,32 mld PLN)** – zaprezentowane powyżej zmiany w CDS abstrahują od darmowej alokacji uprawnień, dlatego ta pozycja kalkulowana jest osobno. Przydział certyfikatów będzie niższy r/r o około 3 mln ton, ale cena rośnie o ponad 40 PLN/t.
- Koszty wynagrodzeń (-0,34 mld PLN)** – przyjmujemy dynamikę średniej pensji na poziomie +7% po wzroście rzędu 5% w roku 2018. Podana kwota dotyczy całej Grupy (wszystkich segmentów).
- Trading hurtowy (+0,18 mld PLN)** – zgodnie z prezentacją PGE, w 2018 na tej pozycji zanotowano stratę rzędu 25 mln PLN wobec 243 mln PLN zysku wygenerowanego rok wcześniej. Nie oczekujemy powtórzenia wyników z 2017 roku, ale słaby wynik z 2018 to głównie efekt skokowego wzrostu cen i olbrzymiej zmienności, która zaskoczyła wszystkich uczestników rynku. W tym kontekście poprawa na tej pozycji jest mało kontrowersyjnym założeniem i koresponduje z komentarzem Spółki z konferencji wynikowej.

- **Pozostałe czynniki (-0,07 mld PLN)**
- **Dystrybucja (-30 mln PLN)** - spadek głównie wynikający z braku nowej taryfy w 1Q'19 i związanego z tym braku pokrycia wyższych kosztów strat sieciowych, tylko częściowo kompensowanych rosnącym wolumenem. W dalszej części roku wsparciem będzie efekt wyższego regulowanego WRA. Lekka negatywna dynamika opiera się głównie na ostrożnym wskazaniu Zarządu, gdyż zatwierdzona w ostatnich dniach taryfa URE sugerowałaby niewielką poprawę r/r.
- **Obrót (-20 mln PLN)** - spadek liczony dla bazy oczyszczonej o rezerwę na rekompensaty na poziomie 261 mln PLN. Przypominamy, że oczyszczony o rekompensaty wynik 4Q'18 był znacząco niższy niż średnia z 9M'2018 (-90 mln PLN) z uwagi na jednorazowe straty na portfelu (błędna strategia handlowa). Oznacza to, że przyjmujemy około 0,1 mld PLN buforu bezpieczeństwa na niepełne pokrycie strat związanych z zamrożeniem cen energii. Jednocześnie zwracamy uwagę na spadkowy trend na cenach zielonych certyfikatów, których koszt zgodnie z formułą rekompensat będzie w 40% opierał się na wyższych notowaniach z 2018.

Kilka słów o rekompensatach

Ministerstwo opublikowało projekt rozporządzenia w sprawie rekompensat energii i zakończyły się już społeczne konsultacje, tak więc w najbliższych dniach można się spodziewać zatwierdzenia tego dokumentu. Poniżej podsumowujemy najważniejsze aspekty związane z tym tematem i zwracamy uwagę na najważniejsze ryzyka.

- **Skala problemu** - zamrożenie cen dotyczy wszystkich odbiorców końcowych z wyłączeniem operatorów systemów dystrybucyjnych. Szacujemy, że łączne zużycie w tej grupie sięgnęło w ubiegłym roku około 140 TWh, tak więc przy założeniu utrzymania dynamiki zapotrzebowania w tym roku może sięgnąć 142 TWh. Różnica w średniej cenie hurtowej w kontraktach base notowanych na TGE wynosi ~70 PLN/MWh, co łącznie z wyższym kosztem OZE (podobne ceny, ale wzrost obowiązku o 1 punkt procentowy oznacza koszty rzędu 0,15 mld PLN) **implikuje lukę do zasypania na poziomie ~10,0 mld PLN**. Niemal połowa tej kwoty będzie „sfinansowana” z obniżenia akcyzy o 15 PLN/MWh oraz opłaty przejściowej o ~14-15 PLN/MWh, przynajmniej taka była dotychczasowa komunikacja ME (**kwestię opłaty przejściowej komentujemy jednak szerzej w części dotyczącej ryzyk**). Dodatkowo obniżenie wsparcia dla kogeneracji obniża rachunki klientów o około 1,3 mld PLN w skali roku. **Rekompensaty będą więc musiały pokryć brakujące przychody spółek obrotu rzędu 4,5 mld PLN**. Będzie to sfinansowane przychodami ze sprzedaży 55,8 mln ton „zmagazynowanych” uprawnień CO₂. Na rekompensaty przeznaczone zostanie 80% uzyskanej kwoty, co przy obecnych cenach rynkowych daje około 4,2 mld PLN. Powyższe kalkulacje implikują więc **deficyt budżetu rekompensat rzędu 300 mln PLN, czyli jednostkowo 2 PLN/MWh**.
- **Formuła rekompensat:** Zaprezentowana formuła wskazuje, że rekompensata ma stanowić różnicę pomiędzy kosztem pozyskania energii dla klienta (średnia cena kalkulowana wg. określonego wzoru powiększona o koszty operacyjne, koszty świadectw pochodzenia i marżę), a detaliczną ceną energii zamrożoną na dzień 30 czerwca 2018. Marża i koszty operacyjne mają być opublikowane obwieszczeniem ministerstwa energii. Średnia cena ma być liczona dla każdego miesiąca i uwzględniać bieżące ceny spotowe

(waga 12,3%) i średnie ceny hurtowe 1Y FWD z roku 2018 (waga kontraktu base 81-93%, a waga peak 7-19%), ale liczone osobno dla 1H'18 (waga 36,3%) i 2H'18 (waga 63,7%). Dodatkowo wprowadzono rozróżnienie w kalkulacji dla spółek obrotu kontraktujących się przez TGE i w ramach grupy kapitałowej. Sprzedawcy funkcjonujący w zintegrowanych pionowo koncernach (z własnym wytwarzaniem) będą kalkulować rekompensaty częściowo w oparciu o wewnątrzgrupowe ceny transferowe (maksymalna waga tej metody to 67,7%, jest to tzw. współczynnik C zależny od stopnia pokrycia sprzedaży detalicznej własnym wytwarzaniem).

Główne ryzyka:

- **Odpowiednie środki w budżecie:** powyżej przedstawiliśmy kalkulację, które wskazywały, że koszt rekompensat powinien być z grubsza pokryty ze źródeł zaproponowanych przez Rząd (przychody z CO₂, spadek akcyzy, obniżka opłaty przejściowej). Jednakże wszystko wskazuje na to, że jak się wydaje wbrew pierwotnym intencjom, opłata przejściowa jest wyłączona z kalkulacji rekompensat jako element opłaty sieciowej. Oznacza to, że obniża ona całkowity rachunek klienta, ale nie koryguje ceny jaką musi mu przywrócić sprzedawca (benchmark 30 czerwca 2018). W efekcie realny koszt energii dla klienta (wraz z opłatą za przesył) nie tylko nie wzrośnie r/r, ale spadnie o 15 PLN/MWh (tego Rząd nie obiecywał, ani nie komunikował stąd podejrzewamy że ten zabieg nie jest intencjonalny). W rezultacie konieczne będzie „znalezienie” w budżecie dodatkowych 2 mld PLN na wypłaty rekompensat dla spółek obrotu lub skorygowanie cen dla klientów o obniżkę opłaty przejściowej.
- **Benchmark dla marży i kosztów operacyjnych:** ma być publikowany obwieszczeniem ministerstwa (14 dni po rozporządzeniu) i zróżnicowany dla poszczególnych grup odbiorców. Nie sprecyzowano jednak póki co metodologii i nie wiemy czy te parametry będą średnie dla całego rynku czy osobno liczone dla każdej spółki obrotu. Metodologia jest szczególnie kluczowa w kontekście bazy odniesienia roku 2018, w którym sprzedawcy ponosili duże straty na bilansowaniu portfela w środowisku skokowych wzrostów cen, co oczywiście obniżało marże klientów (lub konsumowało w całości).
- **Odchylenia od modelowej struktury portfela:** formuła rekompensat opiera się na średnich ważonych, które niekoniecznie muszą dobrze odzwierciedlać realne portfele poszczególnych spółek. Możliwe, że mniejsze podmioty, które mają w ramach Grupy krótką pozycję w wytwarzaniu (Tauron, Energa) mocniej kontraktowały sprzedaż w drugim półroczu odpowiadając na paniczne ruchy swoich klientów, którzy obserwując skokowe wzrosty cen masowo ruszyli do negocjacji kontraktów na 2019. Podobnie może wyglądać sytuacja jeśli chodzi o zabezpieczanie świadectw pochodzenia, gdyż polityka hedgingu może odbiegać od przyjętej w formule.
- **Rekompensata celowo obniżona o spadek akcyzy?:** opublikowany wzór rekompensat jest korygowany o obniżoną akcyzę, ale prawdopodobnie przez pomyłkę zamiast neutralizować ten efekt to dodatkowo zmniejsza kwotę rekompensaty o 20 PLN/MWh. Wyniki konsultacji społecznych odpowiedzą na pytanie czy to błąd redakcyjny czy celowe zaniżenie płatności przez ME.
- **Współczynnik „C”:** uwzględnienie cen wewnątrzgrupowych może być zagrożeniem dla wysokości rekompensat w tych grupach

energetycznych, które w rozliczeniach pomiędzy wytwarzaniem i obrotem stosowały ceny zaniżone względem cen giełdowych. Niestety dostępne dane finansowe nie umożliwiają weryfikacji tych cen i trudno ocenić na ile powyższe ryzyko jest znaczące. Oczywiście ma to zastosowania przede wszystkim do spółek z dużym udziałem własnego wytwarzania, czyli PGE i Enei. Dotychczasowe komentarze uzyskane od spółek z sektora sugerują jednak, że wewnętrzne ceny były zazwyczaj powiązane z TGE.

- **Finansowanie kapitału obrotowego:** rekompensaty będą wypłacane w terminie 30 dni od zatwierdzenia poprawnie złożonego wniosku spółki obrotu. W przypadku wątpliwości, regulator może zażądać dodatkowych dokumentów, co wydłuży okres zatwierdzenia o 30 dni od momentu uzupełnienia dokumentacji. W takiej sytuacji mogą pojawić się wyzwania na poziomie operacyjnych przepływów pieniężnych, szczególnie w spółkach o relatywnie dużej skali sprzedaży detalicznej (Tauron, Energa). Ryzyko to jest wzmocnione w bardzo ograniczone zasoby ludzkie podmiotu, który będzie odpowiedzialny za proces zatwierdzania rekompensat.

- **Niepewność w kontekście roku 2020:** nawet jeśli system rekompensat będzie neutralny dla rentowności sektora w tym roku to pojawiają się wątpliwości związane z perspektywą przyszłego roku. Wszystko wskazuje na to, że średnie ceny hurtowe w kontraktach na 2020 będą o około 20 PLN/MWh wyższe r/r, a dodatkowo pojawi się opłata OZE. Jeśli Rząd będzie chciał nadal utrzymać ceny energii na obecnym poziomie to w budżecie będzie trzeba znaleźć dodatkowe ~3 mld PLN, a nie można zapominać, że zabraknie już wspomnianych 55 mln ton CO₂, które są źródłem finansowania w roku bieżącym. Nie wiadomo więc, czy przy planowanych obciążeniach społecznych (500+, 13-ta emerytura) Rząd znajdzie 7 mld PLN na rekompensaty dla sektora. Taka niepewność nie sprzyja też prowadzeniu normalnej działalności biznesowej w zakresie sprzedaży energii, gdyż podmioty praktycznie nie kontrolują swojej marży (formuła rekompensat na 2019 wskazuje, że praktycznie jedynym celem dla sprzedawców powinno być w tym roku trzymanie się średniej ważonej w kontraktacji energii na TGE).
- **Ryzyko protestów branży i KE:** system rekompensat budzi duże kontrowersje w branży i jest obiektem zainteresowania Komisji Europejskiej, która może nawet na późniejszym etapie zgłosić swoje zastrzeżenia, szczególnie że proces konsultacji rozporządzenia był ekspresowy. Każda ingerencja może paraliżować funkcjonowanie mechanizmu wypłat i samego rynku energii.

Wycena

Wartość PGE szacujemy na podstawie modelu DCF. Wycenę porównawczą prezentujemy tylko informacyjnie (nie bierzemy jej pod uwagę z uwagi na specyficzne ryzyka polityczne w polskim sektorze energetycznym uniemożliwiające bezpośrednie porównanie spółek z zagranicznymi konkurentami). Cenę docelową akcji PGE szacujemy w perspektywie 9 m-cy na poziomie 13,77 PLN.

Wycena DCF

Założenia modelu DCF:

- Przepływy pieniężne dyskontujemy na koniec marca 2019 r. Przy ustalaniu wartości firmy uwzględniamy kapitały mniejszości oraz dług netto na koniec 2018 roku.
- Skokowy wzrost przychodów w roku 2019 w relacji do wykonania 2018 wynika z szacowanego efektu wzrostu obliża giełdowego.

(PLN)	waga	cena
Wycena porównawcza	0%	17,79
Wycena DCF	100%	12,91
cena wynikowa		12,91
cena docelowa za 9 m-cy		13,77

- W modelu uwzględniamy przedstawione poniżej założenia makroekonomiczne oraz plany inwestycyjne Spółki.
- Po roku 2028 zakładamy wzrost FCF na poziomie 2%. Ponadto przyjmujemy stopę wolną od ryzyka na poziomie 3,5%, a współczynnik beta utrzymujemy na poziomie 1,1.

Dodatkowe założenia:

	2018	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P
Cena energii w EEX (EUR/MWh)	44,2	47,5	48,6	49,5	49,5	49,5	49,5	49,5	49,5	49,5	49,5
Cena energii w Polsce (PLN/MWh)	165,3	239,3	258,1	240,6	239,6	223,1	223,1	223,1	223,1	223,1	223,1
Cena certyfikatu CO ₂ (EUR/t)	16,2	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
Cena węgla energetycznego (PLN/t)	239,1	260,0	260,0	260,7	260,7	260,7	260,7	260,7	260,7	260,7	260,7
PLN/USD średniorocznie	3,6	3,8	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
EUR/PLN średniorocznie	4,26	4,29	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25
Produkcja energii PGE (TWh)	65,9	67,1	78,2	79,1	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0
węgiel brunatny	38,9	37,2	39,7	41,4	42,3	42,3	42,3	42,3	42,3	42,3	42,3
węgiel kamienny	20,9	23,6	32,2	31,1	31,1	31,1	31,1	31,1	31,1	31,1	31,1
gaz ziemny	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
woda	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
biomasa	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
wiatr	1,1	1,2	1,2	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4

Model DCF

(mln PLN)	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P	2028+
Przychody ze sprzedaży	39 390	43 238	41 685	41 911	40 188	40 375	40 578	40 780	40 994	41 409	41 409
zmiana	51,8%	9,8%	-3,6%	0,5%	-4,1%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	1,0%	0,0%
EBITDA	7 423,6	8 219,3	9 624,1	9 276,1	7 951,6	7 791,8	7 775,5	7 721,2	7 841,7	7 973,4	7 973,4
marża EBITDA	18,8%	19,0%	23,1%	22,1%	19,8%	19,3%	19,2%	18,9%	19,1%	19,3%	19,3%
Amortyzacja	4 082,1	4 261,0	4 294,0	4 487,2	4 494,6	4 687,5	4 895,6	5 118,5	5 354,9	5 604,9	4 841,7
EBIT	3 341,4	3 958,3	5 330,1	4 789,0	3 457,0	3 104,2	2 879,9	2 602,7	2 486,8	2 368,4	3 131,7
marża EBIT	8,5%	9,2%	12,8%	11,4%	8,6%	7,7%	7,1%	6,4%	6,1%	5,7%	7,6%
Opodatkowanie EBIT	634,9	752,1	1 012,7	909,9	656,8	589,8	547,2	494,5	472,5	450,0	595,0
NOPLAT	2 706,6	3 206,2	4 317,4	3 879,1	2 800,2	2 514,4	2 332,7	2 108,2	2 014,3	1 918,4	2 536,7
CAPEX	-6 704	-5 571	-4 551	-4 506	-4 442	-4 535	-4 633	-4 736	-4 842	-4 950	-4 842
Kapitał obrotowy	563,2	-461,7	186,4	-27,1	206,8	-22,5	-24,4	-24,2	-25,8	-49,7	-49,7
Inwestycje kapitałowe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
FCF	648,2	1 434,1	4 246,8	3 833,0	3 060,1	2 644,4	2 570,4	2 466,6	2 501,7	2 523,5	2 486,9
WACC	8,0%	8,1%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%
współczynnik dyskonta	94,4%	87,3%	80,5%	74,2%	68,4%	63,1%	58,2%	53,6%	49,4%	45,6%	45,6%
PV FCF	611,8	1 252,2	3 418,4	2 844,5	2 093,7	1 668,1	1 494,9	1 322,6	1 236,7	1 150,1	
WACC	8,0%	8,1%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%
Koszt długu	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%
Stopa wolna od ryzyka	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%
Premia za ryzyko	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Efektywna stopa podatkowa	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%
Dług netto / EV	18,5%	16,8%	9,9%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%
Koszt kapitału własnego	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%
Premia za ryzyko	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Beta	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1

Wzrost FCF po okresie prognozy	2,0%
Wartość rezydualna (TV)	38 471
Zdyskontowana wartość rezydualna (PV TV)	17 534
Zdyskontowana wartość FCF w okresie prognozy	17 093
Wartość firmy (EV)	34 627
Dług netto 2018	9 421
Udziałowcy mniejszościowi	1 074
Potencjalny podatek od konwersji kapitałów	0
Zobowiązania z tytułu KDT	0
Ostateczna wartość PGE	24 132
Liczba akcji (mln)	1 870
Wartość firmy na akcję (PLN)	12,9
9-miesięczny koszt kapitału własnego	6,7%
Cena docelowa (PLN)	13,8
	4,9
EV/EBITDA('19) dla ceny docelowej	10,5
P/E('19) dla ceny docelowej	51%
Udział TV w EV	2,0%

Analiza wrażliwości

	Wzrost FCF w nieskończoności				
	0,0%	1,0%	2,0%	3,0%	4,0%
WACC +1,0 p.p.	10,6	11,4	12,4	13,8	15,6
WACC +0,5 p.p.	11,0	11,9	13,0	14,6	16,8
WACC	11,4	12,4	13,8	15,6	18,2
WACC -0,5 p.p.	11,9	13,0	14,6	16,8	20,1
WACC -1,0 p.p.	12,4	13,8	15,6	18,2	22,4

Wycena porównawcza

Wycenę mnożnikową przeprowadziliśmy dla wskaźników P/E i EV/EBITDA z horyzontem wyceny 2019-21. Dodatkowo uzupełniamy ją o wskaźnik średniej stopy dywidendy za lata 2019-21. W ramach grupy porównawczej umieściliśmy zarówno zintegrowane pionowo spółki energetyczne, jak i te koncentrujące swoją działalność przede wszystkim na regulowanej dystrybucji. W zestawieniu znajdują się podmioty zagraniczne oraz krajowe, o dużym stopniu

zróżnicowania, jeśli chodzi o źródła wytwórcze (paliwa, poziom emisji, wiek mocy zainstalowanej), jak i udział poszczególnych obszarów aktywności w skonsolidowanych wynikach. W ostatecznej wycenie przyjęliśmy jednakowe wagi dla mnożników i poszczególnych lat prognozy. Dane finansowe PGE i Enei na potrzeby kalkulacji wskaźników korygujemy o wielkość przychodów z rekompensat KDT.

Analiza porównawcza

		P/E				EV/EBITDA				Dywid
	Cena	2018	2019P	2020P	2021P	2018	2019P	2020P	2021P	2019-21
EDF	12,27	17,2	16,2	12,3	11,0	5,3	5,0	4,7	4,6	3,8%
EDP	3,45	16,2	15,3	14,1	13,4	9,2	8,8	8,4	7,8	5,4%
ENDESA	23,12	17,0	16,0	15,8	15,5	8,6	8,4	8,4	8,3	6,0%
ENEL	5,63	14,0	12,1	11,1	10,7	7,0	6,7	6,4	6,1	6,2%
EON	9,99	15,0	14,7	13,4	12,6	8,3	8,2	6,8	6,1	5,0%
INNOGY	41,15	21,6	24,8	22,5	19,7	9,8	10,2	9,9	9,7	3,5%
RWE	24,35	23,6	23,1	13,0	10,5	16,5	12,2	8,7	7,3	3,8%
CEZ	547,50	28,5	16,2	15,5	14,9	9,1	7,6	7,3	7,0	5,1%
ENEA	8,77	5,6	3,2	2,9	2,4	4,4	3,2	3,0	2,7	2,3%
ENERGA	8,64	4,8	5,0	5,3	5,2	4,3	4,0	4,3	4,5	0,0%
TAURON	2,07	18,7	3,2	2,7	2,4	4,1	4,1	3,6	0,9	0,0%
Maksimum		28,5	24,8	22,5	19,7	16,5	12,2	9,9	9,7	6,2%
Minimum		4,8	3,2	2,7	2,4	4,1	3,2	3,0	0,9	0,0%
Mediana		17,0	15,3	13,0	11,0	8,3	7,6	6,8	6,1	3,8%
PGE	9,91	11,6	7,6	6,3	4,6	4,5	3,9	3,4	2,6	2,4%
(premia / dyskonto) do mediany		-23,9%	-41,6%	-42,6%	-45,2%	-46,2%	-49,0%	-49,3%	-57,2%	-36,3%
Implikowana wycena										
Mediana		17,0	15,3	13,0	11,0	8,3	7,6	6,8	6,1	3,8%
Waga wskaźnika				33,3%				33,3%		33,3%
Waga roku		0,0%	33,3%	33,3%	33,3%	0,0%	33,3%	33,3%	33,3%	
Implikowana wartość PGE (PLN)		17,8								
Implikowana wartość PGE (PLN)		17,8								

Rachunek wyników

(mln PLN)	2016	2017	2018	2019P	2020P	2021P	2022P
Przychody ze sprzedaży	28 092,0	23 100,0	25 946,0	39 389,9	43 237,6	41 684,6	41 910,7
zmiana	-1,6%	-17,8%	12,3%	51,8%	9,8%	-3,6%	0,5%
w tym KDT	520,0	1 215,0	-120,0	0,0	0,0	0,0	0,0
EBITDA, w tym	7 376,0	7 650,0	6 364,0	7 423,6	8 219,3	9 624,1	9 276,1
Wydobycie i wytwarzanie	4 182,0	4 099,0	2 938,0	3 989,9	4 593,1	5 890,0	5 486,5
Energetyka odnawialna	365,0	364,0	463,0	491,8	510,1	538,4	509,1
Dystrybucja energii	2 230,0	2 333,0	2 463,0	2 443,2	2 524,2	2 602,5	2 686,1
Sprzedaż	500,0	811,0	263,0	505,0	598,2	599,5	600,7
Pozostałe i korekty kons.	99,0	43,0	237,0	-6,3	-6,3	-6,3	-6,3
EBIT	3 512,0	3 552,0	2 471,0	3 341,4	3 958,3	5 330,1	4 789,0
zmiana	-197,9%	1,1%	-30,4%	35,2%	18,5%	34,7%	-10,2%
marża EBIT	12,5%	15,4%	9,5%	8,5%	9,2%	12,8%	11,4%
Wynik na działalności finansowej	-193,0	-370,0	-350,0	-375,5	-396,2	-366,1	-306,2
Wynik zdarzeń nadzwyczajnych	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
Pozostałe	-45,0	40,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0
Zysk brutto	3 274,0	3 222,0	2 192,0	3 036,9	3 633,1	5 035,0	4 553,7
Podatek dochodowy	708,0	617,0	681,0	577,0	690,3	956,6	865,2
Udziałowcy mniejszościowi	-2,0	5,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0
Zysk z działalności zaniechanej	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Zysk netto	2 568,0	2 600,0	1 498,0	2 446,9	2 929,8	4 065,3	3 675,5
zmiana	-184,7%	1,2%	-42,4%	63,3%	19,7%	38,8%	-9,6%
marża	9,1%	11,3%	5,8%	6,2%	6,8%	9,8%	8,8%
Amortyzacja	3 864,0	4 098,0	3 893,0	4 082,1	4 261,0	4 294,0	4 487,2
EBITDA	7 376,0	7 650,0	6 364,0	7 423,6	8 219,3	9 624,1	9 276,1
zmiana	-10,4%	3,7%	-16,8%	16,6%	10,7%	17,1%	-3,6%
marża EBITDA	26,3%	33,1%	24,5%	18,8%	19,0%	23,1%	22,1%
Liczba akcji na koniec roku (mln)	1 869,8	1 869,8	1 869,8	1 869,8	1 869,8	1 869,8	1 869,8
EPS	1,4	1,4	0,8	1,3	1,6	2,2	2,0
CEPS	3,4	3,6	2,9	3,5	3,8	4,5	4,4
ROAE	6,2%	5,9%	3,3%	5,1%	5,8%	7,7%	6,7%
ROAA	4,0%	3,7%	2,0%	3,2%	3,7%	5,1%	4,6%

Bilans

(mIn PLN)	2016	2017	2018	2019P	2020P	2021P	2022P
AKTYWA	67 474,0	72 183,0	75 905,0	78 028,0	79 954,0	79 962,4	80 017,5
Majątek trwały	55 232,0	62 650,0	66 765,0	69 386,6	70 697,0	70 953,9	70 972,8
Rzeczowe aktywa trwałe	51 365,0	59 010,0	62 274,0	64 907,9	66 246,7	66 503,0	66 521,0
Wartości niematerialne i prawne	653,0	1 032,0	1 046,0	1 033,7	1 005,3	1 005,9	1 006,9
Udziały w innych podmiotach	402,0	634,0	776,0	776,0	776,0	776,0	776,0
Pozostałe aktywa trwałe	2 812,0	1 974,0	2 669,0	2 669,0	2 669,0	2 669,0	2 669,0
Majątek obrotowy	12 242,0	9 533,0	9 140,0	8 641,4	9 257,0	9 008,5	9 044,7
Zapasy	1 596,0	1 890,0	2 699,0	2 757,3	3 026,6	2 917,9	2 933,8
Należności krótkoterminowe	2 705,0	3 522,0	4 102,0	3 545,1	3 891,4	3 751,6	3 772,0
Pozostałe aktywa obrotowe	5 272,0	1 569,0	1 058,0	1 058,0	1 058,0	1 058,0	1 058,0
Środki pieniężne i ich ekwiwalent	2 669,0	2 552,0	1 281,0	1 281,0	1 281,0	1 281,0	1 281,0
PASYWA	67 474,0	72 183,0	75 905,0	78 028,0	79 954,0	79 962,4	80 017,5
Kapitał własny	42 679,0	45 128,0	46 727,0	49 102,9	51 350,0	54 611,9	55 167,4
Kapitał akcyjny	19 165,0	19 165,0	19 165,0	19 165,0	19 165,0	19 165,0	19 165,0
Pozostałe kapitały własne	23 514,0	25 963,0	27 562,0	29 937,9	32 185,0	35 446,9	36 002,4
Kapitał mniejszości	96,0	1 250,0	1 074,0	1 087,0	1 100,0	1 113,0	1 126,0
Zobowiązania długoterminowe	17 002,0	16 810,0	15 464,0	15 271,2	14 986,5	13 117,1	12 812,3
Pożyczki i kredyty	9 603,0	8 422,0	6 247,0	6 054,2	5 769,5	3 900,1	3 595,3
Pozostałe	7 399,0	8 388,0	9 217,0	9 217,0	9 217,0	9 217,0	9 217,0
Zobowiązania krótkoterminowe	7 697,0	8 995,0	12 640,0	12 566,9	12 517,5	11 120,4	10 911,8
Pożyczki i kredyty	411,0	1 623,0	4 461,0	4 323,3	4 120,0	2 785,1	2 567,4
Zobowiązania handlowe	976,0	1 650,0	1 511,0	1 575,6	1 729,5	1 667,4	1 676,4
Pozostałe	6 310,0	5 722,0	6 668,0	6 668,0	6 668,0	6 668,0	6 668,0
Dług	10 014,0	10 045,0	10 708,0	10 377,5	9 889,4	6 685,2	6 162,7
Dług netto	5 045,0	7 487,0	9 421,0	9 090,5	8 602,4	5 398,2	4 875,7
(Dług netto / Kapitał własny)	11,8%	16,6%	20,2%	18,5%	16,8%	9,9%	8,8%
(Dług netto / EBITDA)	0,7	1,0	1,5	1,2	1,0	0,6	0,5
BVPS	22,8	24,1	25,0	26,3	27,5	29,2	29,5

Przepływy pieniężne

(mln PLN)	2016	2017	2018	2019P	2020P	2021P	2022P
Przepływy operacyjne	6 391,0	7 934,0	5 102,0	7 409,8	7 067,3	8 853,8	8 383,8
Zysk netto	2 568,0	2 600,0	1 498,0	2 446,9	2 929,8	4 065,3	3 675,5
Amortyzacja	3 864,0	4 098,0	3 893,0	4 082,1	4 261,0	4 294,0	4 487,2
Kapitał obrotowy	-102,0	112,0	-1 017,0	563,2	-461,7	186,4	-27,1
Pozostałe	61,0	1124,0	728,0	317,5	338,2	308,1	248,2
Przepływy inwestycyjne	-10 656,0	-7 775,0	-6 465,0	-6 660,9	-5 528,5	-4 508,0	-4 463,2
CAPEX	-7 935,0	-6 071,0	-6 393,0	-6 703,8	-5 571,4	-4 550,9	-4 506,1
Pozostałe	-2721,0	-1704,0	-72,0	42,9	42,9	42,9	42,9
Przepływy finansowe	3 830,0	-274,0	91,0	-748,9	-1 538,8	-4 345,8	-3 920,6
Emisja akcji	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dług	4 449,0	-1,0	558,0	-330,5	-488,0	-3 204,3	-522,5
Dywidenda (buy-back)	-471,0	-1,0	0,0	0,0	-611,7	-732,5	-3 049,0
Pozostałe	-148,0	-272,0	-467,0	-418,4	-439,0	-409,0	-349,1
Zmiana stanu środków pieniężnych	-435,0	-115,0	-1 272,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Środki pieniężne na koniec okresu	2 666,0	2 551,0	1 279,0	1 279,0	1 279,0	1 279,0	1 279,0
DPS (PLN)	0,25	0,00	0,00	0,00	0,33	0,39	1,63
FCF	-1 369,0	1 074,0	-1 727,0	706,0	1 495,9	4 302,9	3 877,7
(CAPEX / Przychody ze sprzedaży)	28,2%	26,3%	24,6%	17,0%	12,9%	10,9%	10,8%

Wskaźniki rynkowe

	2016	2017	2018	2019P	2020P	2021P	2022P
P/E	7,2	7,1	12,4	7,6	6,3	4,6	5,0
P/CE	2,9	2,8	3,4	2,8	2,6	2,2	2,3
P/BV	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3
P/S	0,7	0,8	0,7	0,5	0,4	0,4	0,4
FCF/EV	-5,8%	3,9%	-6,0%	2,5%	5,3%	17,2%	15,8%
EV/EBITDA	3,2	3,6	4,6	3,9	3,4	2,6	2,6
EV/EBIT	6,7	7,7	11,7	8,6	7,1	4,7	5,1
EV/S	0,8	1,2	1,1	0,7	0,7	0,6	0,6
DYield	2,5%	0,0%	0,0%	0,0%	3,3%	4,0%	16,5%

Cena (PLN)	9,9						
Liczba akcji na koniec roku (mln)	1869,8	1869,8	1869,8	1869,8	1869,8	1869,8	1869,8
MC (mln PLN)	18 522,1	18 522,1	18 522,1	18 522,1	18 522,1	18 522,1	18 522,1
Kapitał udziałowców mniej. (mln PLN)	96,0	1250,0	1074,0	1087,0	1100,0	1113,0	1126,0
EV (mln PLN)	23 663,1	27 259,1	29 017,1	28 699,6	28 224,5	25 033,2	24 523,8

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 księgowa**WNDB** – wynik na działalności bankowej**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**P/CE** – cena do zysku wraz z amortyzacją**ROE** – (Return on Equity – zwrot na kapitale własnym) – roczny zysk netto dzielony przez średni stan kapitałów własnych**P/BV** – (Cena/Wartość księgowa) – 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**PRZEWAŻENIE (OW, overweight)** – oczekujemy, że kurs akcji będzie zachowywał się lepiej od indeksu szerokiego rynku**RÓWNOWAŻENIE (N, neutral)** – oczekujemy, że kurs akcji będzie zachowywał się neutralnie względem indeksu szerokiego rynku**NIEDOWAŻENIE (UW, underweight)** – oczekujemy, że kurs akcji będzie zachowywał się gorzej od indeksu szerokiego rynku**Rekomendacje Domu Maklerskiego mBanku:**

Rekomendacja jest ważna w okresie 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 od +5% do +15%**TRZYMAJ** – oczekujemy, że stopa zwrotu z inwestycji znajdzie się w przedziale od -5% do +5%**REDUKUJ** – oczekujemy, że stopa zwrotu z inwestycji znajdzie się w przedziale od -15% do -5%**SPRZEDAJ** – oczekujemy, że inwestycja przyniesie stratę większą niż 15%

Rekomendacje są aktualizowane przynajmniej raz na 9 miesięcy.

mBank S.A. z siedzibą w Warszawie, przy ul. Senatorskiej 18 prowadzi działalność maklerską w ramach wyodrębnionej jednostki organizacyjnej – Biura Maklerskiego posługującego się nazwą Dom Maklerski mBanku.

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 Dom Maklerski mBanku uważa za wiarygodne, w tym informacji publikowanych przez emitentów, których akcje są przedmiotem rekomendacji. Dom Maklerski mBanku 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. Do opracowania wybrano istotne dane z całej historii Spółki będącej przedmiotem opracowania.

Niniejsze opracowanie nie stanowi oferty lub zaproszenia do subskrypcji lub zakupu instrumentów finansowych. Niniejszy dokument ani żaden z jego zapisów nie będzie stanowić 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.

mBank 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.

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.

mBank S.A. nie wyklucza złożenia emitentowi papierów wartościowych, będących przedmiotem rekomendacji oferty świadczenia usług maklerskich.

Informacje o konflikcie interesów powstałym w związku ze sporządzeniem rekomendacji (o ile występuje) znajdują się poniżej.

Opracowanie nie zostało przekazane do emitenta przed jego publikacją.

W ciągu ostatnich 12 miesięcy mBank S.A. mógł otrzymać od emitenta wynagrodzenie za świadczone usługi.

Sporządzanie rekomendacji zakończyło się 26 marca 2019 o godzinie 8:32.

Pierwsze udostępnienie rekomendacji do dystrybucji miało miejsce 26 marca 2019 o godzinie 8:32.

Jest możliwe, że mBank S.A. w ramach prowadzonej działalności maklerskiej świadczy, będzie świadczył, lub w przeszłości świadczył usługi na rzecz przedsiębiorców i innych podmiotów wymienionych w niniejszym opracowaniu.

mBank S.A., jego akcjonariusze i pracownicy mogą posiadać długie lub krótkie pozycje w akcjach emitenta lub innych instrumentach finansowych powiązanych z akcjami emitenta.

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

Adresatami rekomendacji są wszyscy klienci Domu Maklerskiego mBanku.

Informacje o rekomendacjach i analizach sporządzonych w ciągu ostatnich 12 miesięcy przez mBank S.A. są dostępne na stronie:

http://www.mdm.pl/ui/pub/site/analizy_i_rynek/analiza_rekomendacje/analiza_fundamentalna/rekomendacje?recent_filter_active=true&lang=pl

Nadzór nad działalnością mBank S.A. sprawuje Komisja Nadzoru Finansowego.

Osoby, które nie uczestniczyły w przygotowaniu rekomendacji, ale miały lub mogły mieć dostęp do rekomendacji przed jej przekazaniem do publicznej wiadomości, to osoby zatrudnione w Domu Maklerskim mBanku upoważnione do bezpośredniego dostępu do pomieszczeń, w których opracowywane były rekomendacje lub osoby upoważnione do dostępu do rekomendacji z racji pełnionej w Spółce funkcji, inne niż analitycy wymienieni jako sporządzający niniejszą rekomendację.

Niniejsza publikacja stanowi badania inwestycyjne w rozumieniu art. 36 ust. 1 Rozporządzenia Delegowanego Komisji (UE) 2017/565.

Wynagrodzenia analityków Departamentu Analiz odpowiedzialnych za sporządzanie badań inwestycyjnych mają charakter uznaniowy i nie zależą bezpośrednio od wynagrodzenia lub dochodów generowanych przez innych pracowników Banku, w szczególności tych których interesy handlowe mogą kolidować z interesami osób, wśród których rozpowszechniane są badania inwestycyjne przygotowane przez Departament Analiz Domu Maklerskiego mBanku. Niemniej jednak, w związku z tym, iż jednym z kryteriów branych pod uwagę przy określaniu wysokości wynagrodzenia zmiennego analityków jest poziom realizacji budżetu przez jednostki odpowiedzialne za obsługę klientów, zwracamy uwagę na ryzyko związane z możliwością zakwestionowania sposobu wynagradzania osób sporządzających badania inwestycyjne przez właściwy organ nadzoru.

Silne i słabe strony metod wyceny stosowanych w rekomendacjach:**DCF** – uważana za najbardziej właściwą metodologicznie techniką wyceny; polega ona na dyskontowaniu przepływów finansowych generowanych przez spółkę; jej wadą jest duża wrażliwość na zmiany założeń prognostycznych w modelu.**Wskaźnikowa** – opiera się na porównaniu mnożników wyceny firm z branży; prosta w konstrukcji, lepiej niż DCF odzwierciedla bieżący stan rynku; do jej wad można zaliczyć dużą zmienność (wahania wraz z indeksami giełdowymi) oraz trudność w doborze grupy porównywalnych spółek.**Zdyskontowanych dywidend (DDM)** – polega ona na dyskontowaniu przyszłych dywidend generowanych przez spółkę; jej wadą jest duża wrażliwość na zmiany założeń prognostycznych wypłaty dywidendy w modelu.**Zysków ekonomicznych** – polega ona na dyskontowaniu przyszłych zysków ekonomicznych generowanych przez spółkę; jej wadą jest duża wrażliwość na zmiany założeń prognostycznych w modelu.**Zdyskontowanych aktywów netto (NAV)** – wycena w oparciu o wartość majątku spółki; jedna z najczęściej używanych w przypadku spółek deweloperskich; jej wadą jest brak uwzględnienia w wycenie przyszłych zmian w przychodach/zyskach spółki po okresie szczegółowej prognozy.**Rekomendacje dotyczące spółki PGE wydane w ciągu ostatnich 12 miesięcy**

rekomendacja	kupuj	kupuj	kupuj	kupuj
data wydania	2019-02-04	2018-11-29	2018-05-29	2018-04-06
cena docelowa (PLN)	14,47	14,82	13,60	12,89
kurs z dnia rekomendacji	11,86	11,47	9,28	9,81

Dom Maklerski mBanku

Senatorska 18
00-082 Warszawa
<http://www.mbank.pl/>

Departament Analiz

Kamil Kliszczyk
dyrektor
+48 22 438 24 02
kamil.kliszczyk@mbank.pl
paliwa, energetyka

Michał Marczak
+48 22 438 24 01
michal.marczak@mbank.pl
strategia

Michał Konarski
+48 22 438 24 05
michal.konarski@mbank.pl
banki, finanse

Jakub Szkopek
+48 22 438 24 03
jakub.szkopek@mbank.pl
przemysł, chemia, metale

Paweł Szpigel
+48 22 438 24 06
pawel.szpigel@mbank.pl
media, IT, telekomunikacja

Piotr Bogusz
+48 22 438 24 08
piotr.bogusz@mbank.pl
handel

Aleksandra Szklarczyk
+48 22 438 24 04
aleksandra.szklarczyk@mbank.pl
budownictwo, deweloperzy

Piotr Poniąkowski
+48 22 438 24 09
piotr.poniakowski@mbank.pl
przemysł

Mikołaj Lemańczyk
+48 22 438 24 07
mikolaj.lemanczyk@mbank.pl
finanse

Departament Sprzedaży Instytucjonalnej

Maklerzy

Piotr Gawron
dyrektor
+48 22 697 48 95
piotr.gawron@mbank.pl

Krzysztof Bodek
+48 22 697 48 89
krzysztof.bodek@mbank.pl

Tomasz Jakubiec
+48 22 697 47 31
tomasz.jakubiec@mbank.pl

Jędrzej Łukomski
+48 22 697 49 85
jedrzej.lukomski@mbank.pl

Adam Prokop
+48 22 697 47 90
adam.prokop@mbank.pl

Andrzej Sychowski
+48 22 697 48 46
andrzej.sychowski@mbank.pl

Tomasz Galanciak
+48 22 697 49 68
tomasz.galanciak@mbank.pl

Magdalena Bernacik
+48 22 697 47 35
magdalena.bernacik@mbank.pl

Sprzedaż rynki zagraniczne

Marzena Łempicka-Wilim
wicedyrektor
+48 22 697 48 82
marzena.lempicka@mbank.pl

Bartosz Orzechowski
+48 22 697 48 47
bartosz.orzechowski@mbank.pl

Wydział Indywidualnej Obsługi Maklerskiej

Kamil Szymański
dyrektor
+48 22 697 47 06
kamil.szymanski@mbank.pl

Jarosław Banasiak
wicedyrektor
+48 22 697 48 70
jaroslaw.banasiak@mbank.pl