

wtorek, 25 czerwca 2019 | aktualizacja raportu

Energetyka

Polska, Czechy

Kiedy skończy się dramat na WIG-Energia?

W naszym listopadowym raporcie podtrzymaliśmy naszą pozytywną rekomendację dla polskiej energetyki, licząc że zaskakujące rozstrzygnięcia aukcji mocowych i wizja dodatknych przepływów pieniężnych pozwolą na kontynuację odbicia indeksu WIG-Energia. Tymczasem eskalacja zamieszania związanego z zamrożeniem cen energii oraz rozczarowanie na wynikach PGE ponownie zepchnęły sektor do defensywy. W naszej opinii scenariusz znacznej poprawy FCF w najbliższych latach nie jest jednak zagrożony, a katalizatorem do jego zdyskontowania może być ostateczne uruchomienie rekompensat za obniżki cen energii, które po nowelizacji ustawy wydaje się już bardzo bliskie. Zwracamy też uwagę na ewolucję rządowego podejścia do transformacji w kierunku OZE i potężne środki na jej realizację w postaci funduszu modernizacyjnego. Przy obecnym stanie wyprzedzania sektora nie można również lekceważyć „ryzyka” powrotu dywidend, szczególnie że w kolejnych latach budżet państwa może być bardziej potrzebujący, a bilanse spółek przestaną już puchnąć (dług netto/EBITDA powinien spaść z obecnych 2,3x do 1,4x na koniec 2021 roku). W tym kontekście utrzymujemy nasze pozytywne podejście do sektora.

Stoxx utilities na szczytach, a WIG-Energia na minimach

Po mocnym na tle rynku roku 2018, indeks europejskich spółek użyteczności publicznej w tym roku również zachowuje się lepiej od benchmarku rosnąc YTD o ponad 20%. Otoczenie stóp procentowych i perspektywa wzrostu wyników, a co za tym idzie również dywidend skutecznie zachęca globalny kapitał. Na tym tle WIG-Energia wypada dramatycznie ze spadkiem YTD -15% i wyceną EV/EBITDA 15% poniżej i tak już niskiej 3-letniej średniej. W ciągu ostatnich 5 lat EV polskiego sektora obniżyła się o 13%, podczas gdy strumień EBITDA wzrósł o 8% (w okresie 2013-20 wzrosło o 18%, a 2013-21 o 33%), co dobrze ilustruje skalę de-ratingu.

Perspektywa znacznej poprawy FCF

Według naszych szacunków średnioroczny capex 2020-23 wyniesie 12,4 mld PLN vs. 15 mld PLN w okresie 2015-19 (luka inwestycyjna po zakończeniu dużych projektów węglowych). W zestawieniu z oczekiwanym wzrostem potencjału skor. EBITDA w sektorze z 14,9 mld PLN w okresie 2015-19 do 18,6 mld PLN w 2020-23, ten scenariusz implikuje znaczny wzrost generowanej gotówki w najbliższych latach. Uproszczony FCF (EBITDA-CAPEX po podatku) w najbliższych 5 latach 2019-23 powinien sięgnąć 19 mld PLN (32% EV), a po korekcie o koszty odsetkowe FCFE wyniesie 14 mld PLN, czyli 55% aktualnego MCap. Słabszego pod względem przepływów 1Q'19 nie można naszym zdaniem ekstrapolować na kolejne okresy z uwagi na szereg czynników jednorazowych obniżających CF w tym okresie.

Transformacja energetyczna z dużym wsparciem

Wszystko wskazuje na to, że finalna wersja rządowej polityki energetycznej do 2040 roku będzie wpisywać się w mainstreamowe trendy w sektorze (rozwój OZE, regulacyjne moce gazowe). Ważne jest to, że ta transformacja będzie wiązała się z dużym wsparciem środków publicznych, zaczynając od rynku mocy (kontrakty dla nowych bloków CCGT i zagwarantowane już kontrakty, w tym 2,9 mld PLN rocznie w umowach 5-15 letnich), przez aukcje OZE, a kończąc na środkach z funduszu modernizacyjnego (potencjalnie nawet 17 mld EUR, a bez puli solidarnościowej 10 mld EUR). Nie można też zapominać, iż zapowiadany rozwój rozproszonych instalacji PV będzie realizowany poza energetyką zawodową.

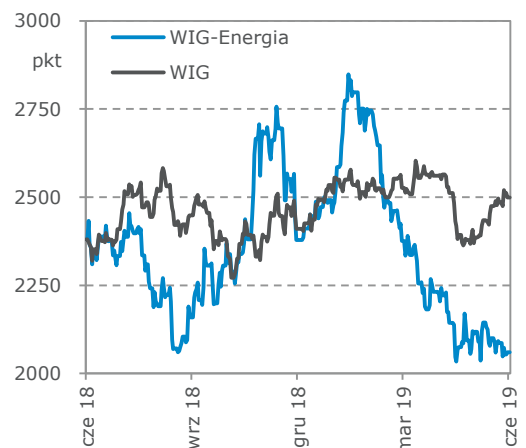
Spółka	P/E		P/CE		EV/EBITDA		P/BV
	2019P	2020P	2019P	2020P	2019P	2020P	
CEZ	16,2	14,1	6,2	5,8	7,6	7,0	1,2
Enea	3,2	2,9	1,4	1,3	3,2	3,0	0,3
Energa	4,1	4,6	1,7	1,8	3,8	4,2	0,3
PGE	8,0	6,2	2,7	2,4	3,9	3,5	0,4
Tauron	2,5	2,3	0,9	0,8	4,1	3,6	0,2

WIG-Energia	2 099
WIG	60 003
P/E 2019P	6,8x
EV/EBITDA 2019P	4,5x

Rynek energii w Europie i w Polsce

Ceny energii w Europie spadły poniżej 50 EUR/MWh za sprawą korekty notowań węgla i gazu, ale nadal znajdują się na poziomach znacznie wyższych od średniej z ostatnich 5 lat, głównie z uwagi na wysokie ceny uprawnień do emisji. W Polsce te trendy są odwzorowywane i roczny kontrakt na dostawę energii oscyluje wokół 270 PLN/MWh. Pozytywne tendencje w obszarze wytwarzania wpływają na podwyżki rynkowego konsensusu wyników i przyszłych dywidend dla Stoxx Utilities, choć należy pamiętać że ze względu na politykę zabezpieczeń, wyższe marże pojawią się dopiero w 2020-21 roku.

Kurs WIG-Energia na tle WIG



Spółka	Cena docelowa		Rekomendacja	
	nowa	stara	nowa	stara
CEZ (CZK)	597,80	565,50	akumuluj	trzymaj
Enea	12,41	12,51	kupuj	kupuj
Energa	12,67	12,21	kupuj	kupuj
PGE	13,26	13,39	kupuj	kupuj
Tauron	2,52	2,89	kupuj	kupuj

Spółka	Cena bieżąca	Cena docelowa	Potencjał zmiany
CEZ (CZK)	544,00	597,80	+9,9%
Enea	8,53	12,41	+45,6%
Energa	7,33	12,67	+72,9%
PGE	9,00	13,26	+47,3%
Tauron	1,57	2,52	+61,1%

Analityk:

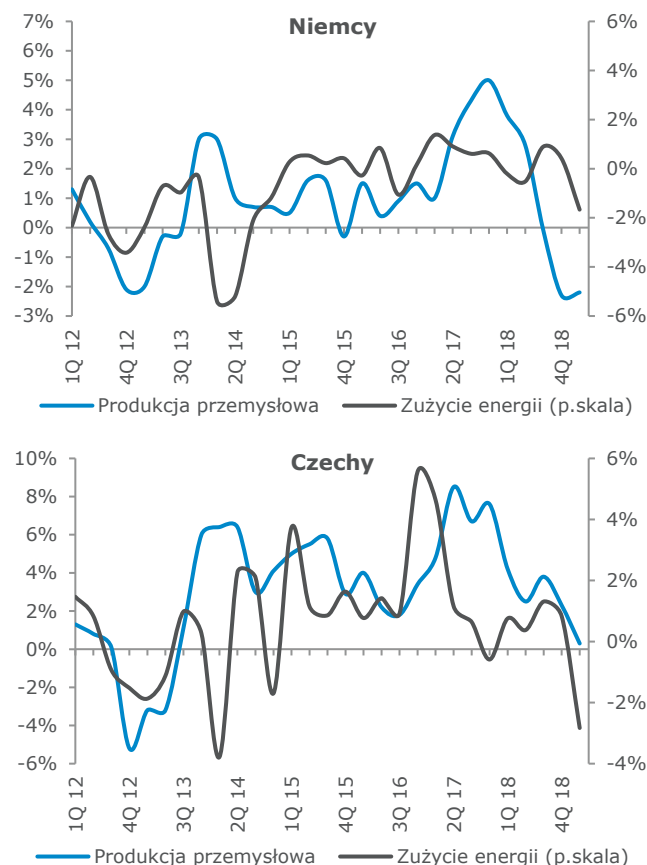
Kamil Kliszc
+48 22 438 24 02
kamil.kluszcz@mbank.pl

Rynek energii

Europa Centralna – Niemcy i Czechy

Na **rynku niemieckim w 2018 roku** po 3 wzrostowych latach **zapotrzebowanie** na energię elektryczną **wykażało ujemną dynamikę**, aczkolwiek skala spadku, podobnie jak poprzednich wzrostów, nie jest znacząca (-0,6% vs. +0,4% notowane średnio w latach 2015-17). Największe odchylenie r/r obserwowaliśmy w przypadku gospodarstw domowych (-1,4%), co z jednej strony było pochodną wyższych temperatur w okresie zimowym, a z drugiej średnioterminowego trendu obniżania energochłonności tej grupy klientów (-1,4% CAGR 2010-18), ponoszących największe koszty *Energiewende*. Ciekawe jest to, że **ubytek konsumpcji w obszarze przemysłu był relatywnie niewielki** (-0,4%) na tle mocniejszego tąpnięcia w produkcji przemysłowej w drugim półroczu. Może to być jakieś odniesienie do początku tego roku, gdzie również mamy do czynienia z ujemną dynamiką produkcji przemysłowej w tym kraju.

Dynamika zużycia energii elektrycznej w Niemczech i Czechach na tle indeksu produkcji przemysłowej

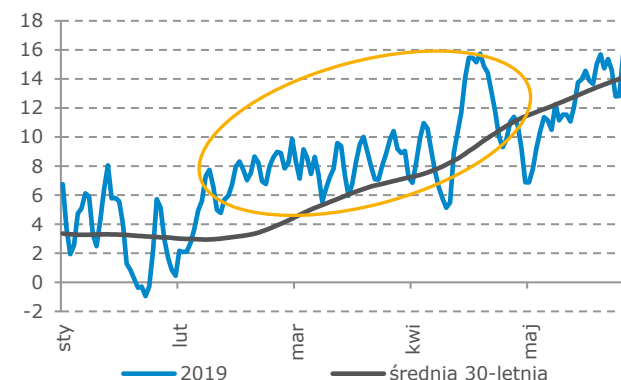


Źródło: Eurostat, AGE, BDEW, ERU

Nie można zapominać, że w 1Q'19 w całej Europie **kluczowy wpływ na dynamikę zapotrzebowania na energię elektryczną miała pogoda** (+2 stopnie odchylenia od 30-letniej średniej i poziomów ubiegłorocznych), co dobrze odwzorowują dane z rynku czeskiego czy niemieckiego właśnie (odpowiednio -2,8% r/r i -1,7%). Z kolei w maju mieliśmy do czynienia z temperaturami poniżej średnich (w ujęciu r/r różnica sięgnęła ponad 3 stopnie), co oczywiście w kontekście użycia klimatyzacji również niekorzystnie wpływało na zużycie prądu w regionie. Wygląda na to, że ten rok będzie

szczególnie zniekształcony przez warunki pogodowe i trudno póki co wyciągać wnioski, co do przyszłych dynamik po stronie popytowej.

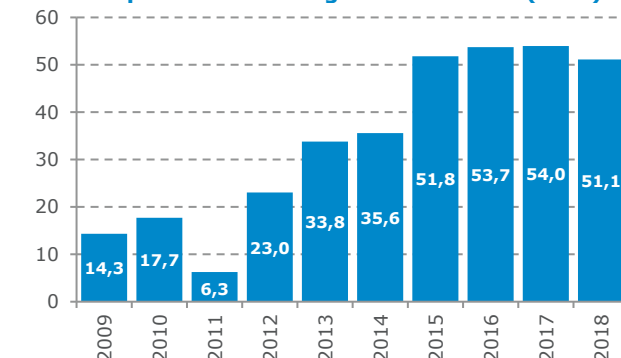
Średnie temperatury w Europie na tle 30-letniej średniej



Źródło: WFOR

Ubiegły rok nie przyniósł istotnych zmian, jeśli chodzi o handel transgraniczny w regionie. Zarówno **Niemcy jak i Czechy pozostały eksporterami netto**. W przypadku Niemiec saldo było bardzo zbliżone do tego notowanego w poprzednich 3 latach, a niewielki spadek mógł wynikać z mniejszej produkcji oraz rozdzielania stref cenowych Austrii i Niemiec w październiku 2018.

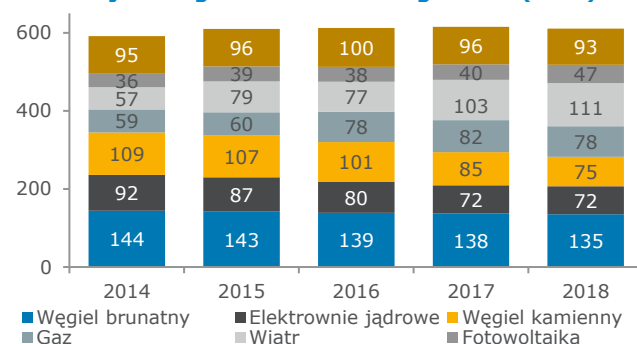
Saldo eksportu netto energii w Niemczech (TWh)



Źródło: AGE

Wspomniany **spadek niemieckiej generacji** (-0,7% r/r) był w ubiegłym roku pochodną **spadku obciążenia elektrowni węglowych (-11%)** oraz gorszych warunków hydrologicznych (wytworzenie w elektrowniach wodnych -16%). Było to równoważone przez **wyższą produkcję z OZE, zarówno wiatru (+7%), jak i fotowoltaiki (+17%)**, które łącznie stanowią już 26% wytwarzania ogółem.

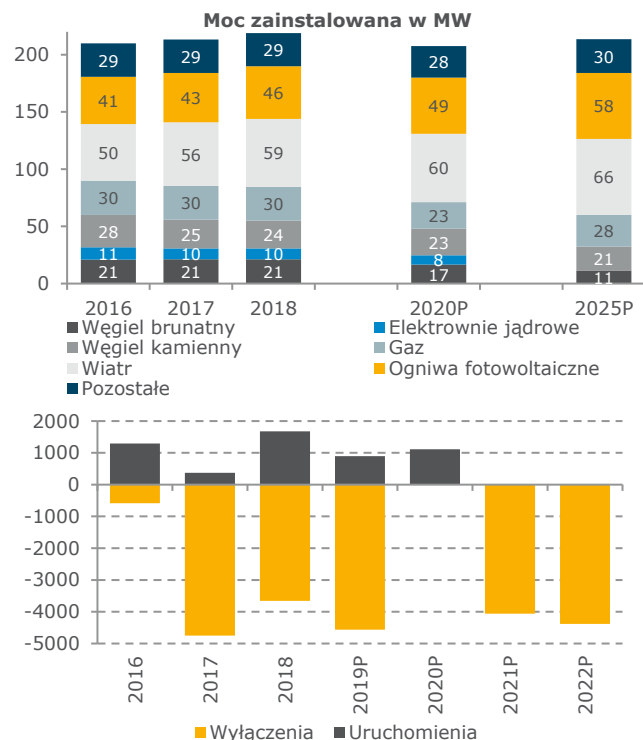
Produkcja energii w Niemczech wg źródeł (TWh)



Źródło: Bloomberg

W tym roku póki co warunki pogodowe są jeszcze bardziej sprzyjające, szczególnie w wietrze, co łącznie z przyrostem mocy zainstalowanej po 5 miesiącach zaowocowało **dynamiką produkcji z tych źródeł rzędu +15%**. W przypadku solarów słabiej wyglądał maj (niższe temperatury), co zaniżyło dynamikę produkcji YTD do zaledwie +1,3%. Nie znamy jeszcze wolumenów produkcji z konwencjonalnych źródeł w pierwszych miesiącach tego roku, ale należy zakładać **w całym roku ubytek wolumenów z bloków na węgiel brunatny** (przeniesienie do rezerwy 0,8 GW) i **bloków jądrowych** (planowane zamknięcie jednostki 1,4 GW). Przypominamy, że w kolejnych 2 latach zamknięte będą pozostałe elektrownie atomowe o łącznych mocach 8 GW. W międzyczasie planowane jest oddanie tylko jednej dużej elektrowni węglowej w 2020 roku (1,1 GW). Ten bilans może jeszcze ulec zmianie, gdyż w ostatnim czasie przez konserwatywne frakcje partii CDU ożywiona została polityczna dyskusja o wydłużeniu czasu pracy jednostek jądrowych kosztem węgla, ale trudno ocenić czy w tej sprawie uda się osiągnąć kompromis.

Moc zainstalowana według źródeł (GW) i planowane wyłączenia i uruchomienia mocy konwencjonalnych w niemieckim systemie energetycznym (MW)

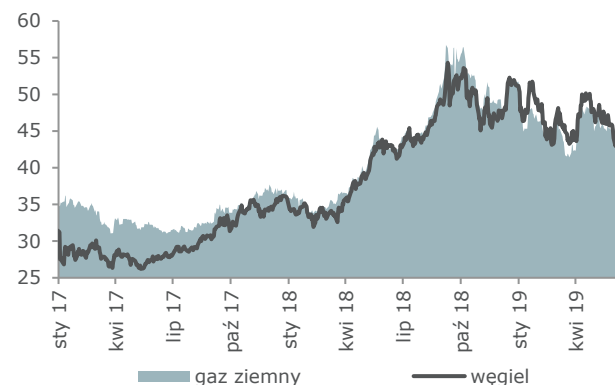


Źródło: BNetzA, ENTSOE, BDEW, Netztransparenz

Nieco lepiej w tym roku może wyglądać produkcja w **elektrowniach gazowych**, szczególnie że przy obecnych niskich cenach gazu i wysokich kosztach CO₂ są one konkurencyjne w stosunku do jednostek węglowych (poniższy wykres). W naszej opinii taka sytuacja ma jednak charakter krótkoterminowy (efekt cieplej zimy i rekordowych zapasów w UE) i **zakładamy, że elektrownie węglowe utrzymają rolę cenotwórcy w najbliższych latach**. W dłuższym terminie, zgodnie z prognozami ENTSOE w horyzoncie 2025 roku, udział jednostek węglowych w mocy zainstalowanej ogółem będzie dalej spadał (z 21% w 2018 do 15%), zarówno z uwagi na dalsze wyłączenia (planowane -13 GW), jak i rozwój OZE. W tej perspektywie, przy możliwych dalszych wzrostach cen uprawnień do emisji, struktura merit order na rynku niemieckim może ulec zmianie. Aktualnie **relacja**

dostępnych mocy do średniego zapotrzebowania wynosi **2,3x** (już po uwzględnieniu niskich wskaźników obciążenia farm wiatrowych i solarów). Na prognozowanej strukturze floty wytwórczej w roku 2025 i utrzymaniu bieżącego popytu, relacja ta powinna spaść do poziomu 1,9x (dla porównania w polskim systemie ten wskaźnik wynosi 1,6x). Wówczas **jednostki gazowe powinny na dłużej wrócić na pozycję cenotwórcy** (moce konwencjonalnych sterowalnych jednostek będą wówczas porównywalne do średniego zapotrzebowania na moc w systemie).

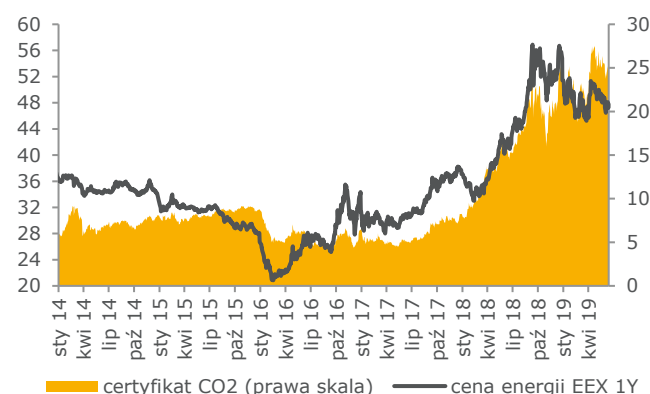
Szacunkowe koszty produkcji 1MWh z gazu i węgla po uwzględnieniu kosztu CO₂ (kalkulacje na rocznych kontraktach terminowych)



Źródło: Bloomberg, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

W krótszym horyzoncie kluczowe dla kształtowania się cen będą jednak trendy na rynku surowcowym, zarówno jeśli chodzi o paliwa, jak i uprawnienia do emisji. Zakładamy, że aktualna mocna korekta cen surowców energetycznych jest tymczasowa i tegoroczne niskie odczyty dla węgla i gazu nie są dobrym punktem odniesienia dla prognoz na kolejne lata. Argumenty za takim podejściem przedstawiamy w dalszej części tego raportu oraz niedawnym raporcie analitycznym dotyczącym PGNiG (<https://tinyurl.com/yx8olleh>).

Cena energii (EUR/MWh) na tle CO₂ (EUR/t) na rynku niemieckim



Źródło: Bloomberg, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Rynek CO₂ – inicjacja MSR

Po dynamicznym wzroście cen uprawnień w ubiegłym roku, ostatnie miesiące przyniosły stabilizację w okolicach 23-24 EUR/t. W związku z tym **w naszym modelu podnosimy nasze założenia dla certyfikatów z 20 EUR/t na 24 EUR/t**. Poniżej prezentujemy główne katalizatory kształtowania się cen CO₂ w średnim i długim terminie oraz przypominamy kluczowe aspekty tego rynku z punktu widzenia regionalnych spółek energetycznych.

- **Inicjacja MSR (Market Stability Reserve):** zgodnie z opublikowanym w maju komunikatem KE, liczba uprawnień CO₂ w obrocie wyniosła 1,65 mld ton, co zgodnie z zatwierdzoną metodologią rezerwy stabilizacyjnej implikuje zdjęcie z rynku kolejnych 397 mln ton (24% nadwyżki) w okresie wrzesień 2019-sierpień 2020. Po uwzględnieniu zatwierdzonego rok wcześniej przeniesienia do rezerwy 265 mln ton do sierpnia tego roku, na koniec sierpnia 2020 roku w MSR będzie „zmagazynowane” ~662 mln ton uprawnień. Przypominamy, że począwszy od roku 2023 uruchomiona zostanie procedura trwałego kasowania uprawnień przechowywanych w MSR powyżej poziomu puli aukcyjnej z roku poprzedniego (średnioroczna pula aukcyjna w latach 2021-30 wyniesie 830-880 mln ton). Jest to bardzo prawdopodobny scenariusz w związku z faktem, że do MSR przesunięte zostaną uprawnienia zaparkowane w ramach backloadingu (300 mln ton w 2019 r. i 600 mln ton w 2020 r.), a także część uprawnień niewykorzystanych w ramach puli NER (dla nowych instalacji) w okresie 2013-20 (aktualnie nierozdysponowane jest 319 mln ton, ale na koniec 2020 z tej puli może pozostać około 300 mln ton).
- **Prognoza bilansu rynku CO₂:** na koniec 2018 roku nadwyżka uprawnień na rynku sięgała 1,65 mld ton, co odpowiada zweryfikowanej emisji bez segmentu lotnictwa za rok 2018 na poziomie 1,68 mld ton (-4% r/r). W kolejnych latach bilans tego rynku będzie więc obok mechanizmu MSR funkcją spadającego popytu. W ubiegłym roku mniejsze zapotrzebowanie na uprawnienia to efekt spadku emisji w elektrowniach węglowych (-9% r/r) i blokach na węgiel brunatny (-3%), które łącznie stanowią 35% emisji ogółem. Zaostrzone cele dla energii odnawialnej w ramach UE, zaprezentowane przez poszczególne kraje w ramach publikowanych NECP (National Energy and Climate Plan), wskazują, że poziom zapotrzebowania na certyfikaty powinien dalej spadać. W perspektywie 2030 roku planowane są zamknięcia 80 GW mocy węglowych z aktualnych 143 GW. Przy upraszczających założeniach docelowy ubytek emisji wynikający tylko z tej transformacji sięgnie 0,3 mld ton (-20%), średniorocznie o 1,8% vs. CAGR -2,5% za ostatnie 5 lat. Jeśli dołożymy do tego wpływ wzrostu efektywności energetycznej, również w przemyśle, to mechanizm MSR może nie wystarczyć do zrównoważenia podaży i popytu do 2030 roku. Właśnie dlatego nie zakładamy w dłuższym terminie dalszego wzrostu cen powyżej aktualnych poziomów. Ryzykiem dla takiego scenariusza jest uruchomienie dodatkowych mechanizmów typu MSR.
- **Wpływ Brexit na rynek:** Wielka Brytania jest póki co uczestnikiem ETS, ale w scenariuszu wyjścia z UE ta sytuacja ulegnie zmianie. W przypadku wyjścia bez umowy (non-deal Brexit) pojawia się ryzyko wyprzedaży uprawnień będących na rachunkach brytyjskich firm, które nie będą już zobowiązane do ich umarzania (Wielka Brytania ma wdrożone/przygotowane wewnętrzne rozwiązania/podatki egzekwujące zmniejszanie emisji). Z tego powodu Komisja Europejska zamroziła w tym roku brytyjskie aukcje uprawnień i wstrzymała darmowe przydziały dla tamtejszych emitentów. Trudno jednak przewidzieć jakimi torami ostatecznie potoczą się losy Brexitu-u i dlatego nadal trzeba brać uwagę jednorazowej podaży poważnie pod uwagę. Przybliżeniem potencjalnej skali tej „nadwyżki” uprawnień (hedging pod emisję 2019 i ewentualnie 2020) może być roczny poziom emisji kraju na poziomie 129 mln ton (7% emisji UE).
- **Derogacji dla energetyki raczej nie będzie, ale...** Kraje UE spełniające określone kryteria ekonomiczne (10 państw w tym Polska i Czechy) mają możliwość

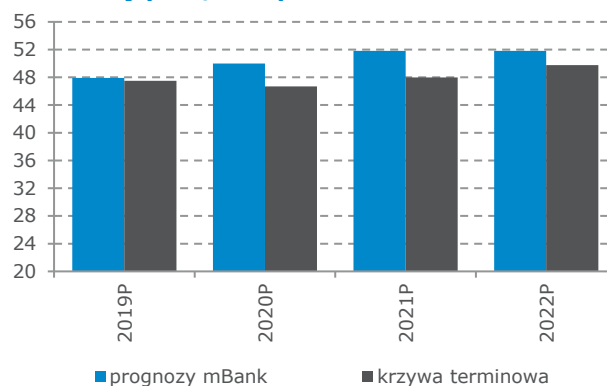
wykorzystania w latach 2020-30 do 40% uprawnień przeznaczonych na aukcje na wsparcie inwestycji w sektorze poprzez przydział darmowych uprawnień (wsparcie projektów obniżających emisyjność startujących w specjalnych aukcjach/przetargach). Decyzja o zamiarze wykorzystania tej ścieżki (wraz z zaproponowanymi kryteriami) powinna być uzgodniona z KE do 30 czerwca. W przypadku Polski dostępna pula to 273 mln ton (aktualna wartość rynkowa 6,5 mld EUR), a dla Czech 111 mln ton (równowartość 2,7 mld EUR). Wszystko wskazuje jednak na to, że najbardziej prawdopodobny jest scenariusz sprzedaży tych uprawnień w rynku i ewentualny transfer części wpływów do specjalnego funduszu modernizacyjnego. Decyzja czeskiego rządu już zapadła (zapowiedziane 100 mld CZK na fundusz modernizacyjny), a polski na razie jeszcze się nie zadeklarował, choć już nieoficjalnie źródła potwierdzają właśnie taki scenariusz. Ostateczny termin na deklarację ws. zasilenia funduszu modernizacyjnego upłyne 30 września.

- **... jest fundusz modernizacyjny:** Reforma ETS powołała też do życia fundusz modernizacyjny, który będzie zasilony 2,0-2,5% uprawnień z puli całkowitej. Środki z ich sprzedaży będą przeznaczone na granty do projektów energetycznych (do 100% wartości projektu) z wykluczeniem wytwarzania energii z paliw kopalnych. Wolumen certyfikatów na bilansie funduszu sięgnie 0,31-0,39 mld ton, co przy aktualnej cenie CO₂ implikuje budżet rządu 7,4-9,4 mld EUR. Dodatkowo uprawnione kraje mogą do funduszu modernizacyjnego alokować wpływy ze sprzedaży uprawnień „derogacyjnych” (patrz powyżej) oraz uprawnienia z tzw. puli solidarnościowej. W scenariuszu maksymalizacji funduszu modernizacyjnego **środki do rozdysponowania na inwestycje w energetyce w Polsce mogłyby przy aktualnej cenie CO₂ sięgnąć ~17 mld EUR** (bez puli solidarnościowej ~10 mld EUR), a **w Czechach odpowiednio 6 mld EUR** (4 mld EUR).

Aktualizacja prognoz cen energii w Europie

Uwzględniając mniej optymistyczne założenia cen węgla na najbliższe lata (średnio -7% w stosunku do poprzednich prognoz), ale też wyższe ceny CO₂ (24 EUR/t z 20 EUR/t), **podnosimy** nasze dotychczasowe **szacunki dla notowań energii na rynku niemieckim w latach 2019-25 o około 4%**. Nasze aktualne prognozy są teraz średnio o 5% wyższe od bieżącej krzywej terminowej EEX, co głównie wynika ze scenariusza odbicia cen surowców w kolejnych latach.

Prognozy cen energii na tle rynkowej krzywej terminowej (EUR/MWh)



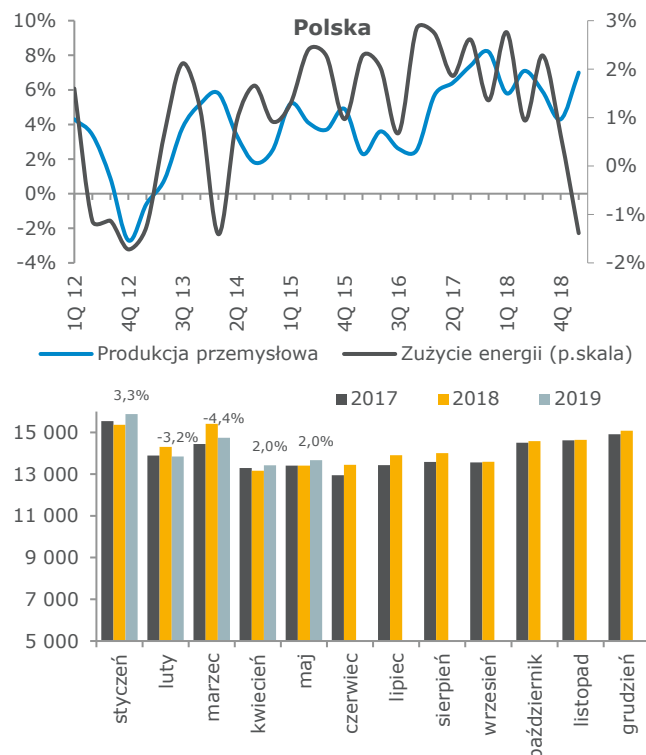
Źródło: Bloomberg, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Rynek energii w Polsce

Bilans popytu i podaży

Konsumpcja energii w Polsce w średnim terminie jest oczywiście skorelowana z PKB i dynamiką produkcji przemysłowej, ale w tym roku ponownie odczyty są zaburzone przez warunki pogodowe. Wskaźniki koniunktury gospodarczej wskazywałyby wzrosty rzędu 2%, a tymczasem **dane PSE wskazują na dynamikę YTD na poziomie -0,1%**. Powodem tego odchylenia są głównie luty/marzec, gdzie z uwagi na **wyraźnie wyższe średnie temperatury** (odchylenie rzędu 5 stopni r/r i ponad 2 stopnie od 5-letniej średniej) zużycie prądu spadło odpowiednio 3% i 4%. W kwietniu pogoda była już bardziej znormalizowana i dynamika popytu wróciła do 2%, co odpowiadało już rekordowemu odczytom produkcji przemysłowej (+8% w marcu i +9% w kwietniu). W maju zużycie energii utrzymało tę dynamikę (+2% r/r), mimo relatywnie niskie temperatury zmniejszały wykorzystanie klimatyzacji. W czerwcu z kolei notujemy rekordowy popyt na moc w związku z falą upałów jaka przelewa się przez Polskę. Trudno przy takiej amplitudzie warunków naturalnych formułować prognozy całorocznej dynamiki, ale po korekcie wskazań YTD, przy podwyższonej niedawno prognozie PKB naszych makroekonomistów (+5% r/r), oczekivalibyśmy **że popyt na energię w 2019 roku wzrośnie o około 1,4%**. W kolejnych latach korelacja z gospodarką powinna być bardziej modelowa, co na aktualnych prognozach makro mBanku implikuje średnioroczny wzrost w latach 2020-23 na poziomie 1,3%. W krótkich okresach strona popytowa nie przesądza co prawda o układzie merit order, ale warto zwrócić uwagę że **w perspektywie 4 lat zapotrzebowanie może wzrosnąć o ponad 9,2 TWh**, co przy średniej dyspozycyjności mocy konwencjonalnych na poziomie 80% jest **równoważne z całoroczną pracą jednostki o mocy 1300 MW**.

Zużycie energii elektrycznej w Polsce (GWh) w ujęciu miesięcznym i kwartalnym na tle produkcji przemysłowej



Źródło: PSE

Jeśli chodzi o strukturę pokrycia zapotrzebowania na energię, to ten rok przynosi kontynuację **spadku produkcji z węgla brunatnego** z uwagi na planowane przestoje w Elektrowni Bełchatów oraz niższy load factor (PSE w okresie niższego popytu w lutym i marcu redukowało nawet te bloki, aby utrzymać na minimum technicznym część krańcowych bloków na węgiel kamienny dla zapewnienia bezpieczeństwa/elastyczności systemu). **Bloki na węgiel kamienny**, po jednorocznym przyroście w 2018, **powróciły do ujemnych dynamik** (YTD -3%), co jest pochodną spadku popytu i wypychania w stosie cenowym przez gaz (niskie spotowe ceny gazu) i OZE.

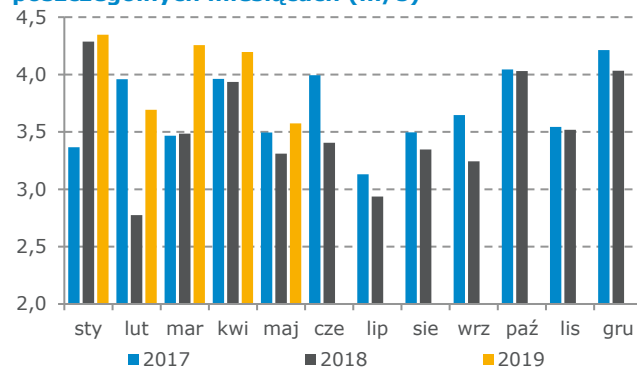
Produkcja energii w Polsce w podziale na źródła

(TWh)	2017	2018	r/r	5M'19	5M'18	r/r
El. zawodowe	141,8	143,2	1%	56,7	59,0	-4%
cieplne w tym	139,0	141,0	1%	55,4	57,7	-4%
w. kamienny	79,9	82,4	3%	32,7	33,7	-3%
w. brunatny	52,0	49,1	-6%	17,9	20,0	-11%
gaz	7,2	9,6	34%	4,9	4,1	21%
wodne	2,8	2,2	-21%	1,3	1,2	6%
El. przemysł.	10,1	10,0	0%	4,4	4,3	3%
OZE	14,0	12,0	-15%	6,8	5,2	30%
Razem	165,9	165,2	0%	68,0	68,5	-1%

Źródło: PSE

Jeśli chodzi o źródła odnawialne to **pierwsze miesiące** tego roku były **rekordowe jeśli chodzi o produkcję z farm wiatrowych** (+29% w 5M'19, tj. +1,5 TWh r/r). Moc zainstalowana w tej kategorii praktycznie nie uległa zmianie r/r i całość tego przyrostu wynika z wyjątkowo sprzyjających warunków wietrznych (przykładowe dane dla Szczecina wskazują na wyższą wietrzność r/r o 13% i +9% w stosunku do 30-letniej średniej). Trudno wyrokować jak to będzie wyglądało **w kolejnych miesiącach**, choć zwracamy uwagę, iż **baza porównawcza będzie już nieco bardziej wymagająca** (pierwsze półrocze 2018, szczególnie 1Q poniżej 30-letniej średniej, a drugie półrocze już powyżej).

Średnia prędkość wiatru w Szczecinie w poszczególnych miesiącach (m/s)

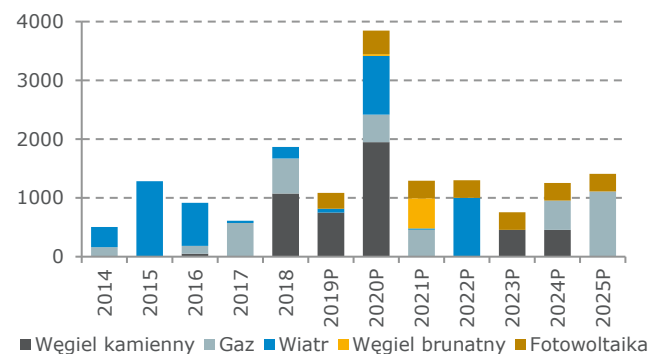


Źródło: WFOR, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

W kolejnych latach **strona podażowa znajdzie się pod wpływem uruchomień kolejnych bloków węglowych** (1800 MW w Opolu i 910 MW w Jaworznie do końca 2019 roku oraz 496 MW w Turowie w 2020) oraz dwóch jednostek gazowych w Stalowej Woli (467 MW teoretycznie do końca 2019) i w Warszawie (497 MW w 4Q 2020). Należy jednak pamiętać, że **w międzyczasie, zgodnie z aktualnym harmonogramem, w perspektywie roku 2021 wyłączone będą moce rzędu 2,3 GW**, co częściowo zrównoważy wpływ nowych projektów (łącznie 4,2 GW). Dodatkowo przypominamy, że do sierpnia 2021 roku

wytwórcy muszą dostosować się do wymogów konkluzji BAT/BREF, co będzie skutkowało **wzmoczoną aktywnością remontową**, którą szacujemy **średniorocznie na 2 GW**. Druga **fala przyłączeń nowych mocy konwencjonalnych przypada na lata 2024-25**, kiedy zgodnie z harmonogramem uruchomione zostaną bloki CCGT w ZEDO (2x 700 MW) i Grudziądzu (500 MW) oraz w pełni utylizowany będzie blok węglowy w Ostrołęce. PGE rozważa również budowę podobnej jednostki (700 MW) w Rybniku w perspektywie roku 2026.

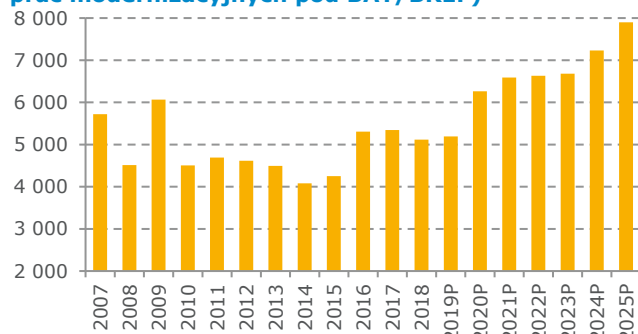
Średnioroczny przyrost mocy zainstalowanej wg źródeł (MW)



Źródło: Spółki, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

W kontekście średnioterminowego bilansu mocy nie można zapominać o **planowanym rozwoju OZE**. Z aukcji rozstrzygniętych w ubiegłych 2 latach wynika, że w latach **2019-20 system powinien „wzbogacić” się o około 1 GW mocy wiatrowych i nawet 0,6 GW w fotowoltaice** (na koniec 2018 roku moc zainstalowana w PV wynosiła 487 MW, z czego 340 MW w mikroinstalacjach). Na ten rok **zaplanowano kolejne aukcje OZE na łączną moc rzędu 3,4 GW** (roczna produkcja 9,7 TWh), z czego 2,5 GW mają stanowić lądowe farmy wiatrowe i 0,75 GW fotowoltaika. Trudno ocenić **czy uda się zakontraktować tak duże wolumeny z uwagi na bazę przygotowanych inwestycji**. Projekt nowelizacji ustawy rozwiązuje co prawda problem wygaśnięcia „starych” umów przyłączeniowych (sprzed ustawy odległościowej), ale podaż gotowych do realizacji projektów jest ograniczona. Wg IEO na koniec 2018 roku baza projektów PV z umowami przyłączeniowymi bądź warunkami przyłączenia sięgała ~400 MW. W przypadku lądowych farm wiatrowych (poza realizowanym 1 GW w ramach rozstrzygniętych aukcji) zidentyfikowano projekty o mocach 1,1 GW (bez morskich farm), które posiadają decyzję środowiskową. **Odpowiedź na to pytanie pojawi się na jesieni**, kiedy spodziewane są tegoroczne aukcje.

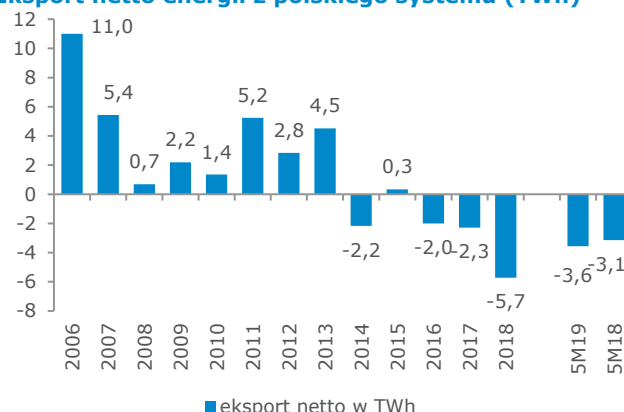
Prognoza rezerwy dyspozycyjnej mocy w polskim systemie w MW (bez uwzględnienia intensywnych prac modernizacyjnych pod BAT/BREF)



Źródło: szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Uwzględnienie powyższych planów rozbudowy mocy zainstalowanej i aktualnie zgłoszonych wyłączeń, implikuje **systematyczny wzrost rezerwy mocy dyspozycyjnej w polskim systemie do 2025 roku**. Przypominamy jednocześnie, że od 2021 roku funkcjonował będzie już rynek mocy, ale od 2025 roku z uwagi na pakiet zimowy nie będą już mogły z niego korzystać elektrownie węglowe (poza kontraktami wieloletnimi zdobytymi wcześniej). Wówczas powinniśmy poznać **plany wyłączeniowe bloków klasy 200 MW**, które zarysował już chociażby Tauron (ponad 2 GW). W naszych kalkulacjach **nie uwzględniamy na razie pierwszych morskich farm wiatrowych**, które zgodnie z deklaracjami Polenergii (1200 MW) i PGE (1000 MW) mogą być gotowe w okolicach 2025 roku. Termin rozpoczęcia prac jest jednak zależny od wejścia w życie stosownych regulacji.

Eksport netto energii z polskiego systemu (TWh)



■ eksport netto w TWh

Źródło: PSE, opracowanie Domu Maklerskiego mBanku

Jeśli chodzi o wpływ **połączeń transgranicznych** to niezmiennie oczekujemy, iż w **najbliższych latach nie wpłyną one istotnie na bilans polskiego rynku**. Znaczenie mogą mieć inwestycje w rozbudowę interkonektora z Niemcami i budowę połączenia z Ukrainą w okresie 2020-25, ale trudno ocenić czy te projekty rzeczywiście zostaną zrealizowane. W ujęciu YTD **ujemne saldo wymiany transgranicznej nieznacznie zwiększyło się do -3,6 TWh z -3,1 TWh** zanotowanych w okresie 5M'17, ale głównie było to widoczne w lutym i marcu, czyli miesiącach o najniższych cenach spotowych. Średni grafikowany **poziom importu mocy od stycznia do maja tego roku wynosił około 1,1 GW brutto** (średnia dobową), a w ujęciu netto około 0,91 GW (w ubiegłym roku było to odpowiednio 1,08 GW i 0,86 GW). Dane te potwierdzają, że **udział połączeń granicznych w podaży na polskim rynku jest śladowy** i nie jest w stanie doprowadzić do arbitrażu cenowego.

Polityka Energetyczna do 2040 roku

Projekt długoterminowej polityki energetycznej Polski do 2040 roku został opublikowany już w ubiegłym roku, ale w trakcie konsultacji społecznych wpłynęło sporo uwag i Ministerstwo Energii już zapowiedziało uwzględnienie części zgłaszanych postulatów. Poniżej przypominamy kluczowe z nich:

- **Prognozy wzrostu popytu** - W dokumencie przyjęto, że średnioroczny wzrost zapotrzebowania na energię w latach 2018-30 wyniesie 1,9%, a w latach 2030-40 1,5%. Średni wzrost w latach 2008-18 wyniósł około 1,1%, a dla ostatnich 5 lat 1,6%. W naszych szacunkach opartych o prognozy wzrostu PKB w latach 2019-25 przyjmujemy dynamikę rzędu 1,2%. **Jeśli zaaplikowalibyśmy taki wskaźnik na najbliższą**

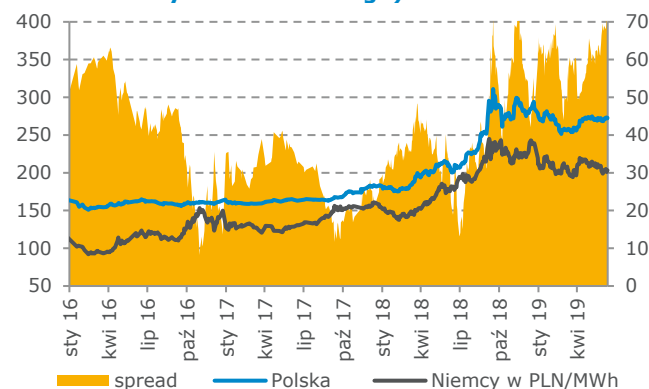
dekadę, to docelowy popyt w 2030 zmniejszyłby się w stosunku do bazowego scenariusza PEP40 o 15 TWh, co odpowiada rocznej produkcji bloku węglowego o mocy ~3 GW (load factor 65%).

- **Lądowe farmy wiatrowe** - Dokument bazowy zakładał, że nowe farmy wiatrowe nie będą już budowane, a istniejące (6 GW) będą od połowy lat 20-tych wycofywane z użytku. Tymczasem ostatnia aukcja OZE zakontraktowała ponad 1 GW w tej technologii, a w tegorocznej zaplanowano kolejne 2,5 GW. Minister już zapowiedział zmianę podejścia do lądowych farm i choć na razie nie zdecydowano o zniesieniu ustawy odległościowej (analizy międzyresortowe planowane na 2H'19) to wszystko wskazuje na to, że **w stosunku do pierwotnych założeń PEP40 moc zainstalowana w technologii on-shore na koniec 2030 roku będzie wyższa o co najmniej 3,5 GW** (bez re-poweringu i potencjalnych nowych mocy budowanych bez wsparcia), co przy średniej wietrzności oznacza produkcję rzędu 7,6 TWh.
- **Load factor mocy gazowych:** W projekcie PEP40 założono relatywnie niski poziom utylizacji mocy gazowych (spadek z 41% w 2020 do 31% w 2030 i 35% w 2040) przy jednocześnie wyższym wykorzystaniu bloków węglowych i wprowadzeniu pierwszych jednostek jądrowych w 2035. Wydaje się, że rola mocy CCGT będzie większa (tylko ogłoszone/realizowane już plany inwestycyjne zakładają oddanie do 2025 około 4 GW wobec zakładanych w PEP40 4,6 GW w perspektywie 2030), co znacznie obniży konieczność lub przynajmniej znacznie opóźni realizację wspomnianego programu jądrowego. **Skorygowanie load factor na 2030 do 40% implikuje dodatkowe 5 TWh produkcji.**
- **Bilans mocy/produkcji:** PEP40 zakładał konieczność produkcji około 232 TWh w perspektywie 2040 roku. Po uwzględnieniu niższego zapotrzebowania (powyższe kalkulacje na 15 TWh), większej produkcji z wiatru (7,6 TWh) i wyższego load factor dla gazu (+5 TWh) na koniec roku 2030 pojawia się znaczny bufor bezpieczeństwa po stronie podażowej. W kontekście roku 2040, nawet **wykreślenie planowanych 42 TWh z elektrowni atomowej nie komplikuje bilansowania systemu przy normalizacji wzrostu popytu** („ubytek” prognozowanego zapotrzebowania o 23 TWh w stosunku do wariantu bazowego).
- **Projekt atomowy:** Proces inwestycyjny nadal jest na bardzo wstępnym etapie i wszystko na to wskazuje, że w sprawie tego projektu nie ma jednomyślności w rządzie. Niewiele zmienia też podpisane ostatnio memorandum podpisane przez ministrów energii Polski i USA, dotyczące współpracy przy cywilnym wykorzystaniu technologii jądrowych. Komunikat przy okazji tego wydarzenia był dość lakoniczny, a oczekiwania polskiej strony o kapitałowym zaangażowaniu partnera (49%) w cały 20-letni program jądrowy (6-9 bloków) wydają się trudne do zaspokojenia (w USA technologia jądrowa jest obecnie w odwrocie, jeden projekt został sfinalizowany z dużym opóźnieniem i przekroczeniem budżetu, a drugi został zawieszony).
- **Podsumowanie:** Oczekujemy, że aktualizacja PEP40 przyniesie racjonalizację założeń i oddali w czasie decyzję w sprawie projektu jądrowego w Polsce. Finalny dokument będzie opublikowany prawdopodobnie jeszcze w lipcu.

Ceny hurtowe i marże na wytwarzaniu

W ubiegłym roku obserwowaliśmy skokowy wzrost cen energii na TGE, który był odzwierciedleniem trendów europejskich (ceny paliw i CO₂), a dodatkowo wzmocniony przez układ w stosie cenowym, który był domykany przez blok węglowy oparty na znacznie droższym paliwie z importu. W ostatnich miesiącach notowania uprawnień do emisji już się ustabilizowały, a tąpnięcie na gazie i węglu doprowadziło do cofnięcia się kontraktów na energię na rynku niemieckim. **Notowania na TGE**, choć kierunkowo podążają za tymi tendencjami, to jednak **wykazują znaczną inercję**, głównie ze względu na specyfikę długoterminowych umów na dostawy węgla z lokalnych kopalni. W tym kontekście **trudno zakładać, aby widoczny na poniższym wykresie rekordowy spread PL/DE szybko się znormalizował**, szczególnie że śladowy udział połączeń transgranicznych nie jest w stanie doprowadzić do arbitrażu.

Ceny energii w Polsce na rynku terminowym (na tle kontraktu z rynku niemieckiego)



Źródło: TGE, Bloomberg

Pewne obawy o rentowność polskiego sektora wytwarzania pojawiły się w 1Q, kiedy miała miejsce ostatnia fala wzrostu uprawnień do emisji. Wówczas kontrakty roczne na TGE nie reagowały symetrycznie, ale zgodnie z naszą interpretacją w znacznej mierze wynikało to z rekordowej wietrzności i niestandardowych temperatur, co zaburzyło obraz merit order. Poniższy wykres ceny 1Y FWD TGE pomniejszonej o koszt CO₂ modelowej elektrowni węglowej w Polsce potwierdza, że ta **modelowa marża zintegrowanego pionowo bloku**, choć spadła z rekordowych odczytów z „szalonej” końcówki roku, to **utrzymuje się 25% powyżej średniego poziomu z okresu 2016-1H'18**.

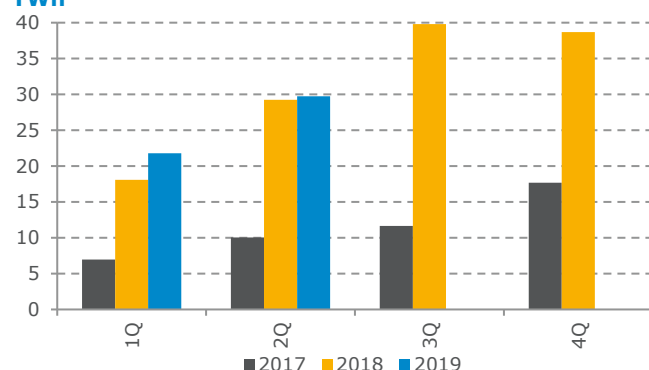
Cena energii 1Y FWD TGE pomniejszona o koszt CO₂ (0,9t/1MWh)



Źródło: Bloomberg, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Analizując bieżące trendy na TGE, **nie można zapominać o kontekście jakim jest zamrożenie cen energii dla odbiorców detalicznych**. Związana z tym niepewność sparaliżowała rynek i podała w wątpliwość dotychczasowe polityki zabezpieczeń w spółkach obrotu. **Przekłada się to na wolumen obrotu na giełdzie**. Wolumen na kontrakcie rocznym jest co prawda YTD około 10% wyższy r/r, ale przypominamy że obowiązuje już 100% obliigo giełdowe i modelowo obroty powinny być nawet 3x wyższe r/r. Oznacza to, że **notowania TGE mogą dawać mylne sygnały cenowe**. W naszej opinii ryzyko jest raczej w górę niż w dół, gdyż brak jasności prawnej wpływa na wstrzymywanie decyzji przez stronę popytową.

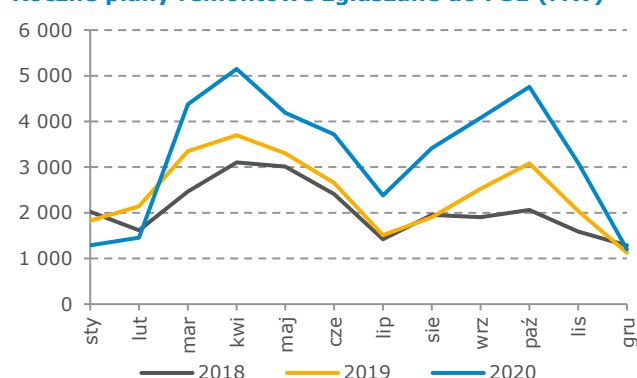
Wolumen obrotu na kontrakcie rocznym na TGE w TWh



Źródło: Bloomberg, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Jeśli chodzi o stronę podaźową, to ten rok jest już pod wpływem uruchamiania elektrowni w Opolu, z której pierwsza jednostka 900 MW zaczęła rozruch już od 1Q. Wpływa to oczywiście na merit order na rynku spotowym, ale **nie można zapominać o planowanej intensyfikacji remontowej** (w 2019 +0,4 GW w stosunku do 2018, a w 2020 +1,2 GW) w systemie w związku z wdrażaniem BAT czy wyłączeniem bloku 370 MW w Bełchatowie od czerwca. W efekcie nowe inwestycje wchodzące do kontraktacji w przyszłym roku, nie powinny istotnie zmieniać krańcowego kosztu w systemie, szczególnie że do remontów średnich kwalifikowane są perspektywiczne jednostki, a nie te o najwyższych kosztach wytworzenia.

Roczne plany remontowe zgłaszane do PSE (MW)

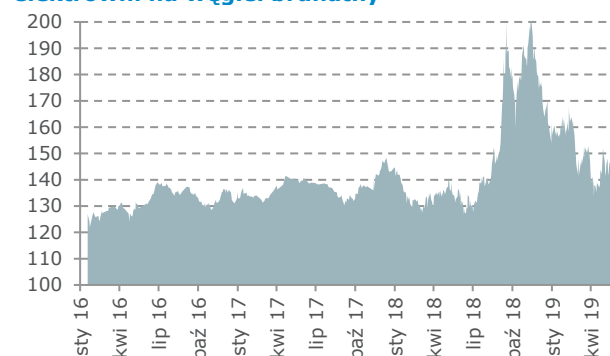


Źródło: PSE

Jeśli chodzi o poszczególne technologie, to oczywiście pojawia się pytanie jak w środowisku rosnących kosztów emisji radzą sobie **bloki na węgiel brunatny**. Po rekordowych odczytach z 4Q'18, napędzanych droższym węglem kamiennym, nie ma już co prawda śladu, ale nadal nawet przy cenach uprawnień emisyjnych na poziomie 25 EUR/t **modelowy spread jest satysfakcjonujący**. Aktualne odczyty wskazują na około 150 PLN/MWh, czyli **ponad 10% powyżej średniej marży zrealizowanej w**

latach 2016-18. Jest to zbliżony poziom do zrealizowanej kontraktacji na rok bieżący, tak więc bloki na węgiel brunatny powinny utrzymać jednostkowy wynik brutto 2020 na poziomie z 2019. W dłuższym terminie zakładamy presję w związku z wejściem w życie rynku mocy, a nowe wyższe ceny CO₂ (24 EUR/t vs 20 EUR/t poprzednio) implikują obniżenie CDS dla tej technologii w naszym modelu o około 6%.

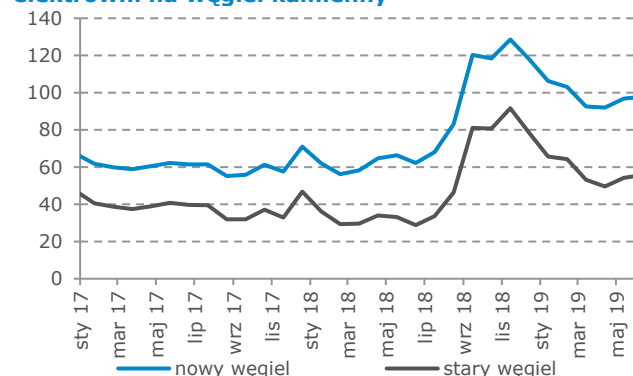
Cena energii po koszcie CO₂ dla modelowej elektrowni na węgiel brunatny



Źródło: szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Dla bloków opalanych **węglem kamiennym** trudniej o bieżącą kalkulację clean dark spread z uwagi na brak dostępnych notowań kontraktów węglowych, ale poniżej przedstawiamy nasze szacunki oparte o przesunięty o 12 miesięcy indeks węglowy PSCMI z założeniem dla kolejnych miesięcy roku 2019 na poziomie 12,5 PLN/GJ. Z tych kalkulacji wynika, że **aktualna terminowa marża dla elektrowni o sprawności 37% wynosi ponad 55 PLN/MWh** (średnia kontraktacja na rok 2019 to około 50 PLN/MWh), a **dla nowych wysokosprawnych bloków (~45%) przekracza 90 PLN/MWh** (średnia kontraktacja na rok 2019 sięgała 80 PLN/MWh).

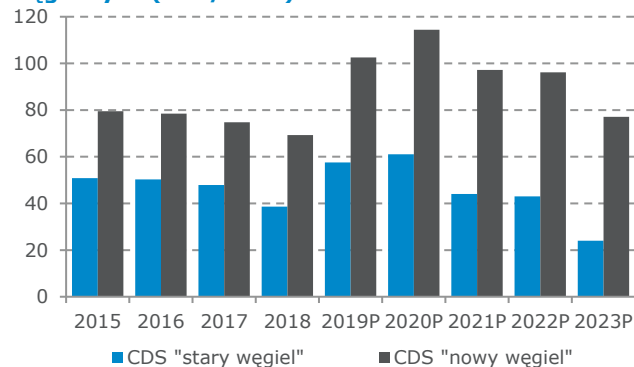
Cena energii po koszcie CO₂ dla modelowej elektrowni na węgiel kamienny



Źródło: szacunki Domu Maklerskiego mBanku

W naszych prognozach średnioterminowych **zakładamy systematyczny spadek modelowej marży CDS dla elektrowni węglowych**, głównie z uwagi na zaimplementowany spadek cen energii po wdrożeniu rynku mocy w 2021 roku (-17 PLN/MWh) i zmiany w układzie merit order (wypychanie droższych jednostek przez nowe bloki). Nowe wysokosprawne bloki powinny być jednak w znacznie korzystniejszej sytuacji, co ilustruje poniższy wykres. W stosunku do naszych dotychczasowych prognoz, **z uwagi na podniesienie szacunków dla CO₂, obniżamy długoterminowe marże dla jednostek o niższej sprawności średnio o 15% (dla nowych bloków bez zmian)**.

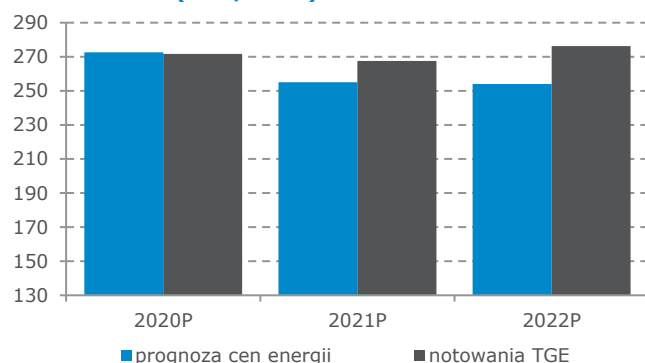
Prognozy CDS netto dla nowych i starych elektrowni węglowych (PLN/MWh)



Źródło: szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Jeśli chodzi o **ceny energii to nasze dotychczasowe prognozy korygujemy w górę** (średnio o 5% dla lat 2020-25) z uwagi na rewizję ścieżki wzrostu CO₂. Od roku 2021 niezmiennie uwzględniamy już rynek mocy i dlatego oczekujemy istotnego spadku cen w związku z wyłączeniem mechanizmu ORM. Utrzymujemy dotychczasowe założenie ubytku -17 PLN/MWh. Nasza modelowa **ścieżka cen energii na lata 2020-22** plasuje się **4% poniżej aktualnej krzywej terminowej na TGE** (póki co brak widocznego dostosowania kwotowań 2021-22 do rynku mocy).

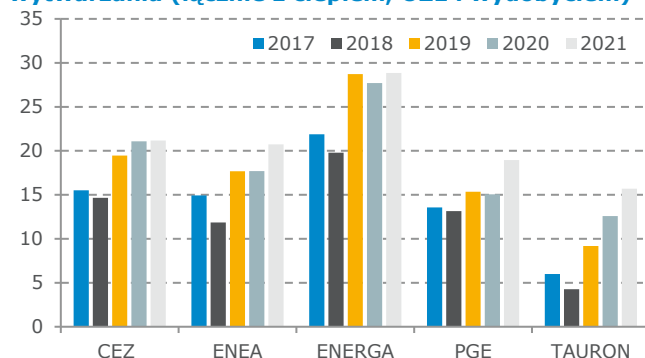
Prognozy cen hurtowych energii w Polsce na tle notowań TGE (PLN/MWh)



Źródło: szacunki Domu Maklerskiego mBanku, TGE

Jeśli chodzi o **implikacje tych założeń na prognozy wyników analizowanych przez nas spółek**, to prezentujemy je na poniższym wykresie z jednostkowym zyskiem EBITDA segmentu wytwarzania (łącznie z ciepłem, OZE i wydobywaniem). Dla zapewnienia porównywalności z CEX przeliczyliśmy te wartości na EUR.

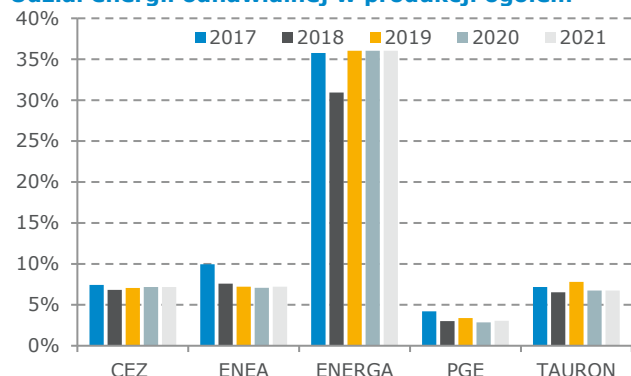
Jednostkowa EBITDA (EUR/MWh) dla linii wytwarzania (łącznie z ciepłem, OZE i wydobywaniem)



Źródło: szacunki Domu Maklerskiego mBanku

- CEZ:** w tym roku jednostkowa marża na wytwarzaniu powinna wyraźnie wzrosnąć r/r, zarówno ze względu na wzrost wolumenów (głównie w elektrowniach atomowych) jak i wyższe ceny energii (+5 EUR/MWh) oraz zabezpieczone niskie koszty CO₂. W roku 2020 ta tendencja powinna być kontynuowana (wzrost CDS), natomiast w 2021 roku jednostkowa EBITDA się ustabilizuje mimo dalszego wzrostu cen energii z uwagi na zawężenie CDS w blokach na węgiel brunatny (wyższy zrealizowany koszt uprawnień do emisji).
- ENEA:** po rozczarującym 2018 roku, wyniki 1Q'2019 potwierdziły, że można oczekiwać znacznej poprawy rentowności segmentu wytwarzania i wydobywania (w 2018 duże starty na tradingu, niska dyspozycyjność bloków, gorsze uzyski w LWB). Głównymi motorami poprawy realizowanej marży będą wyższe zrealizowane ceny energii, brak strat na zarządzaniu portfelem, większe wykorzystanie mocy zainstalowanej (dociążenie bloku 11 i zakończenie remontów bloków 500 MW) i zwiększenie efektywności w kopalni (znacząca poprawa uzysków). Dalszy wzrost rentowności będzie możliwy od 2021 roku wraz z wejściem w życie płatności mocy. które w przypadku Enei z umów z aukcji głównej sięgną 0,9 mld PLN.
- ENERGA:** w tym roku zakładamy wyraźną poprawę wyników na wytwarzaniu (+40% tj. +0,14 mld PLN r/r) głównie z uwagi na wyższe ceny energii i zielonych certyfikatów, a także większy wolumen ze źródeł odnawialnych (korzystniejsze warunki wietrzne i hydrologiczne). Dodatkowo, poza 1Q'19, oczekujemy większej dyspozycyjności bloków w Elektrowni Ostrołęka w związku z zakończeniem prac remontowych. W kolejnych latach podnieśliśmy nasze dotychczasowe prognozy z uwagi na zmianę ścieżki cenowej dla zielonych certyfikatów. W 2021 roku pojawią się płatności mocowe na 0,2 mld PLN, ale w dużej części zostaną zneutralizowane przez ubytek usług systemowych.
- PGE:** 1Q'2019 rozczarował w obszarze wytwarzania, głównie za sprawą niższych wolumenów (niższy load factor w Bełchatowie z uwagi na warunki pogodowe) oraz wyższy wzrost kosztów węgla (+20% r/r), co skłoniło nas do ostrożniejszego podejścia w prognozowaniu. W efekcie wzrost jednostkowego skor. strumienia EBITDA w tym roku będzie mniejszy niż wskazywałyby na to modelowe wyliczenia. Jednocześnie przypominamy, że raportowana EBITDA będzie w tym roku wzmocniona sprzedażą dodatkowych darmowych uprawnień za około 1,2 mld PLN. W przyszłym roku jednostkowa marża będzie zbliżona r/r, ale przy znacznie wyższych wolumenach (pełna konsolidacja bloków w Opolu) Spółka powinna poprawić oczyszczony zysk EBITDA o 0,6 mld PLN (mimo mniejszej alokacji darmowych uprawnień). W 2021 roku rentowność wejdzie na nowe wyższe poziomy w związku z uruchomieniem rynku mocy (roczna płatność 2,8 mld PLN) i rozpoczęciem produkcji w nowym bloku w Turowie. Dodatkowo w segmencie OZE w 2021 roku pojawi się efekt nowej farmy budowanej w ramach aukcji na 97 MW.
- TAURON:** wzrost modelowej marży CDS i wyższa ktrybucja OZE pozwolą na zwiększenie skorygowanego wyniku wytwarzania w tym roku o 0,23 mld PLN. Nadal obciążeniem będzie obszar wydobywania, ale strata powinna być mniejsza r/r o ~90 mln PLN. W przyszłym roku zakładamy ktrybucję nowego bloku w Jaworznie i ECSW oraz dalsze ograniczanie straty w kopalniach. W 2021 roku pojawi się wsparcie w postaci płatności rynku mocy, które z tytułu akcji głównej sięgną 0,7 mld PLN.

Udział energii odnawialnej w produkcji ogółem



Źródło: szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Rynek węgla – ciepła zima i wojna handlowa

Ceny węgla w europejskich portach w kontrakcie rocznym oscylują obecnie w okolicach 65 USD/t, co oznacza że od szczytu z jesieni 2018 roku straciły już ponad 30%. Na rynku spot sytuacja wygląda jeszcze bardziej dramatycznie (prawie -50% od szczytów), co w dużej mierze wynika z łagodnej zimy, którą będzie trudno nadrobić w okresie letnim (w 1Q największy odbiorcy europejscy odebrali 7 mln ton węgla mniej r/r). Krótkoterminowe zaburzenia pogodowe stały się jednak przyczynkiem do zdyskontowania **negatywnego scenariusza związanego z toczącą się wojną handlową i generalnie spadkiem popytu** na surowce energetyczne.

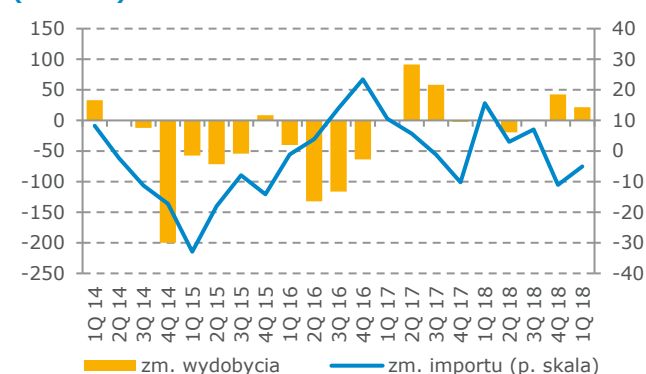
Notowania węgla w portach ARA (USD/t)



Źródło: Bloomberg

Kluczowym rynkiem węglowym są oczywiście **Chiny** (ponad połowa globalnej konsumpcji), gdzie **slabszy popyt w szczycie sezonu zbiegł się w czasie ze wzrostem lokalnego wydobycia** w 4Q'18 i 1Q'19 (odpowiednio +5% i +3% r/r). W efekcie tego zapotrzebowanie na węgiel z importu zmniejszyło się o 16 mln ton i wzrosły zapasy w sektorze energetycznym. W krótkim okresie nie można wykluczyć, że podobnie jak to już historycznie bywało **pojawiają się jakieś restrykcje importowe, aby utrzymać ceny na lokalnym rynku**, chroniąc tym samym tamtejsze kopalnie. Taka polityka mogłaby tylko pogłębić globalny negatywny sentyment na surowcu w krótkim terminie. W ostatnich miesiącach w praktyce wprowadzono już pewne **utrudnienia dla importu z Australii**, wydłużając procedury celne. Ma to niebagatelne znaczenie, gdyż Chiny (~20%) były drugim po Japonii (~40%) rynkiem eksportowym dla kopalni australijskich, których roczna zagraniczna sprzedaż przekracza 200 mln ton (20% globalnego eksportu).

Zmiana wydobycie i importu węgla w Chinach r/r (mln ton)

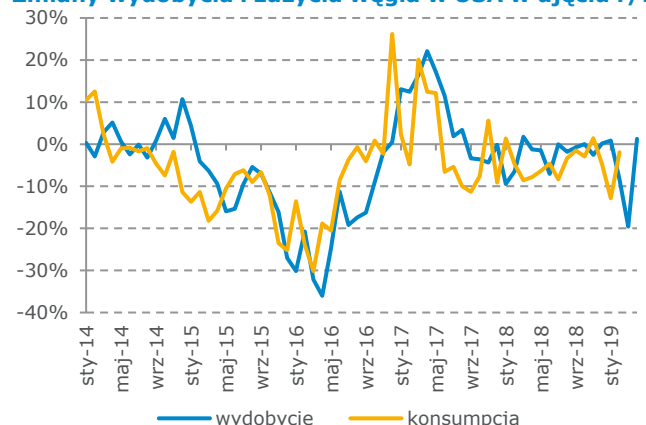


Źródło: Bloomberg

Dane o chińskim imporcie węgla w 2Q'19 mogą jednak napawać umiarkowanym optymizmem, gdyż pod spadku o 8% w 1Q'19, w kwietniu i maju notowaliśmy wzrosty odpowiednio o +13% r/r i +23% r/r. Sektor energetyczny wykorzystuje niskie ceny do zbudowania zapasów przed sezonem letnim.

Jeśli chodzi o **węgiel amerykański** to warto odnotować **systematyczny wzrost eksportu**. Wydobycie co prawda z roku na rok spada (-2% w 2018 i -6,7% w 4M'19), ale lokalna konsumpcja zmniejsza się szybciej. W ubiegłym roku podaż amerykańskiego węgla na światowych rynkach zwiększyła się łącznie o 10 mln ton, a w samym tylko pierwszym kwartale 2019 eksport wzrósł o ponad 5 mln ton, a nie można zapominać, iż USA w wyniku wojny handlowej straciły dostęp do rynku chińskiego. Dane EIA wskazują, że łagodniejsza **polityka klimatyczna administracji** Prezydenta Trumpa **niewiele zmienia, jeśli chodzi o wykorzystanie węgla w produkcji energii**. Udział tego paliwa w generacji spadł w ubiegłym roku o kolejne 3 punkty procentowe do 27%, kosztem gazu (+3 punkty procentowe) i OZE (+0,1 punktu procentowego). W 1Q'19 ta zmiana postępowała: węgiel -2 punkty procentowe do 26%, a gaz +3 punkty procentowe (OZE z uwagi na gorsze warunki hydro i wiatr).

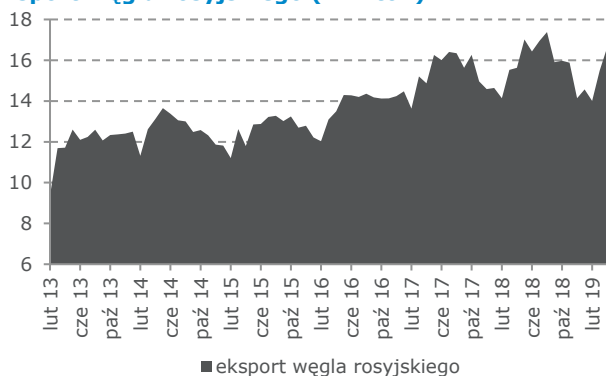
Zmiany wydobycia i zużycia węgla w USA w ujęciu r/r



Źródło: EIA

Cenom w ostatnich miesiącach nie pomagała również podaż z Rosji, która nie dostosowała się do niższego popytu i cen. Według danych rządowych w pierwszych 4 miesiącach roku zwiększyła się o 1,3%. Jest to **efekt wyższego o 2,5% wydobycia** z lokalnych kopalni, które na razie kontynuują trend wzrostowy na produkcji nieprzerwanie od 2015 roku.

Eksport węgla rosyjskiego (mln ton)



Źródło: Bloomberg

Tak jak wspominaliśmy wcześniej, ostatnia przecena na węglu nie może być rozpatrywana w oderwaniu od trendów na pozostałych surowcach energetycznych, szczególnie gazu ziemnego (bezpośrednia alternatywa w produkcji energii elektrycznej). Aktualnie **ceny węgla w ekwiwalencie gazu z notowań Henry Hub znajdują się 6% poniżej 5-letniej średniej**, a jednostka energii z węgla jest już 18% tańsza. Odwrotnie sytuacja wygląda w Europie, gdzie po uwzględnieniu kosztów CO₂ bardziej opłacalna jest generacja oparta na gazie. Niemniej jednak w naszym scenariuszu bazowym odbicia cen gazu (szerzej o tym w ostatnim raporcie analitycznym dotyczącym PGNiG (<https://tinyurl.com/yx8olleh>), te aktualne **relacje cenowe powinny sprzyjać odbudowaniu cen również na węglu**. W tym kontekście nasze prognozy średnioterminowe zakładają **odbicie cen ARA z tegorocznych 71 USD/t do 76,5 USD/t w 2020 i latach kolejnych** (poziomy dla kontraktów 1Y FWD). Te nowe założenia są niższe od dotychczas przyjmowanych poziomów o ponad 7%.

Relacja cen spotowych węgla ARA i gazu w USA

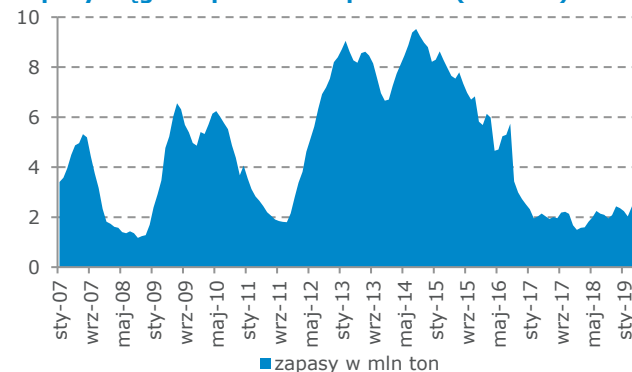


Źródło: Bloomberg

Sytuacja na polskim rynku węgla jest w dłuższym terminie pochodną kontekstu globalnego, ale przełożenie trendów cenowych nie odbywa się 1:1 i jest opóźnione w czasie z uwagi na obowiązujące 2-3 letnie umowy handlowe. Większość z tych umów opiera się na formułach cenowych uwzględniających benchmark ARA, ale również ceny energii w Polsce czy indeks cenowy miałow węglowych publikowany przez Agencję Rozwoju Przemysłu, tak więc wpływ czynników lokalnych jest istotny. Te akurat w ostatnim roku sprzyjały wzrostom cen, gdyż **bilans podaży-popytu w Polsce uległ wyraźnej poprawie**. Po pierwsze dobra koniunktura gospodarcza i mniej sprzyjające warunki wietrzne zrobiły „miejscę” blokom węglowym, które zachęczone wysokimi spreadami skupowały węgiel z rynku. Utrzymywało to niski stan zwałów przy kopalniach, ale podniosło poziom zapasów przy samych elektrowniach o 1,8 mln ton to 6,6 mln ton. **Ciepła zima 2018/19 nie pozwoliła na sezonowe zredukowanie tych**

poziomów na koniec marca 2019 i **wpłynęła na przyrost węgla na hałdach kopalnianych** (+0,5 mln ton na koniec kwietnia). Nadal jednak obecne **odczyty trudno uznać za alarmowe**.

Zapasy węgla w polskich kopalniach (mln ton)



Źródło: ARP

Do napiętej sytuacji i okresowych niedoborów miałow energetycznych (elektrownia krańcowa bazowała na paliwie z importu- łączny import netto węgla energetycznego w 2018 sięgnął 14 mln ton), obok mocniejszego popytu, przyczyniły się również problemy z wydobyciem. Swoich celów produkcyjnych nie zrealizowała ani PGG (planowano 30,5 mln ton), ani LWB (problemy z uzyskami i trudny geologicznie 1Q). Fatalny rok miały również kopalnie Tauronu, które obniżyły wydobycie o 1,5 mln ton. **W tym roku sytuacja teoretycznie powinna się pod tym względem poprawić** (poniżej prezentujemy nasze prognozy dla wydobycia węgla energetycznego). PGG zapewnia, że tegoroczny cel 30,9 mln ton będzie pochodną zwiększonych nakładów inwestycyjnych pod przygotowanie nowych ścian. Bogdanka również uporała się z problemami, a 1Q przyniósł wzrost wolumenów o 0,4 mln ton, co sugeruje, że cel 9,4 mln ton może być konserwatywny. Jedynie po Tauronie nie można spodziewać się, póki co odwrócenia passy w kopalniach, które w 1Q znów obniżyły wydobycie (-11% r/r).

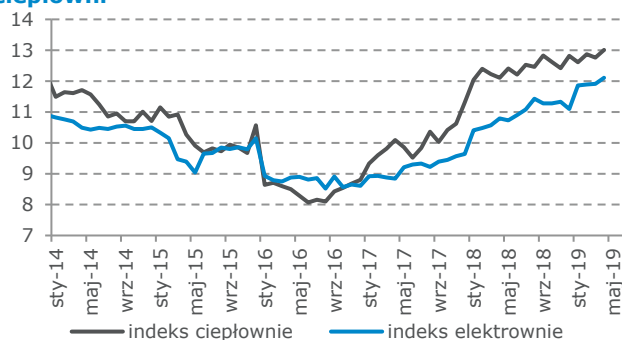
Wydobycie węgla energetycznego w Polsce

(mln ton)	2016	2017	2018	2019P
LWB	9,0	9,1	9,0	9,4
PGG	24,0	30,0	29,7	30,9
KHW	9,0	0,0	0,0	0,0
JSW	5,3	4,1	4,7	4,7
Tauron	6,4	6,5	5,0	4,9
Pozostali	3,6	3,4	2,9	2,9
Razem	57,2	53,0	51,3	52,8

Źródło: Spółki, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Wspomniane problemy z zaopatrzeniem w połączeniu z korzystnymi trendami w portach ARA (do jesieni 2018) przełożyły się na lokalny rynek, ale tak jak można było tego oczekiwać, z pewnym opóźnieniem. **W przypadku opartego na długoterminowych umowach segmentu miałow do elektrowni zawodowych mocniejszą zwyżkę obserwujemy dopiero od kilku miesięcy**. Znacznie szybciej reagował indeks cen zakupu paliwa do ciepłowni, który ma większą ekspozycję na spot. Stąd tegoroczne odczyty w tym segmencie implikują niższe dynamiki (w kwietniu +7% r/r) niż w przypadku elektrowni (w kwietniu +12% r/r).

Indeksy węglowe ARP dla segmentu elektrowni i ciepłowni



Źródło: ARP

Zaskakujące może być to, że póki co indeks dla ciepłowni nie reaguje na niskie ceny spotowe ARA, ale zapewne wynika to z słabego sezonu grzewczego i realizacji dostaw zakontraktowanych przed rokiem. **W średnim terminie oczekujemy, że polski rynek węgla będzie skorelowany z trendami globalnymi.** Lokalne czynniki nie powinny już tak istotnie wpływać na ceny, gdyż zakładamy stabilizację zarówno po stronie podaży jak i popytu. Zapotrzebowanie z energetyki zawodowej powinno utrzymywać się na zbliżonym poziomie 35 mln ton w perspektywie 2020 roku, a w kolejnych latach spadnie do 33 mln ton w związku z uruchomieniem bloku w Turowie, kolejnych gazów i rozwoju OZE.

Zapotrzebowanie na węgiel kamienny z polskiej energetyki zawodowej

(TWh)	'17	'18	'19P	'20P	'21P
Produkcja energii z węgla	78,1	80,9	82,4	83,7	79,2
"stare" elektrownie	78,1	75,5	71,2	60,6	56,0
"nowe" elektrownie	0,0	5,4	11,2	23,1	23,1
Zużycie węgla (mln ton)	34,5	35,3	35,6	35,2	33,2

Źródło: szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Wydobycie miałów energetycznych w perspektywie najbliższych kilku lat również **nie zmieni się istotnie**. Bogdanka ostrożnie podchodzi do zwiększania potencjału. Tauron realizuje projekty inwestycyjne w kopalniach Sobieski i Janina, ale zgodnie z harmonogramem zakończą się odpowiednio w 2023 i 2021 roku i to przy założeniu braku strukturalnych zmian w segmencie wydobywczym koncernu (plany sprzedaży części aktywów). Ambitne założenia ma również PGG, ale głównie w obszarze sortymentów grubych. Nie można też zapominać, że widoczny w poniższej tabeli (szacunkowe dane finansowe i operacyjne PGG) wzrost Capex istotnie przekroczy poziom amortyzacji dopiero w tym roku, a zaległości inwestycyjne są znaczące. Presja na koszty wynagrodzeń może naszym zdaniem też utrudnić wygospodarowanie odpowiednich nadwyżek finansowych na bilansie.

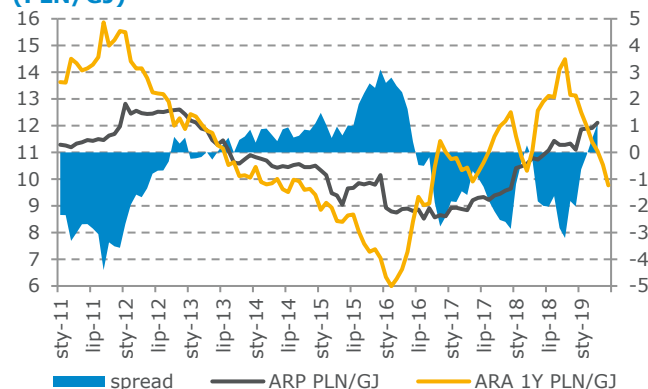
Szacunki wyników finansowych PGG

(mln PLN)	2017	2018	2019P
Przychody	8 236	9 371	10 057
wolumen	30,0	29,7	30,9
przychód na tonę	275	316	325
Koszty wynagrodzeń	3 159	3 444	3 684
zatrudnienie	42 283	41 909	41 900
średnia pensja	6 225	6 848	7 327
Inne koszty gotówkowe	3 076	3 292	3 425
(PLN/tonę)	103	111	111
EBITDA	2 001	2 635	2 948
EBITDA PLN/tonę	66,7	88,7	95,4
Zysk netto	86	493	768
CAPEX	1 820	2 418	3 179

Źródło: PGG, szacunki Domu Maklerskiego mBanku na podstawie oficjalnych szacunkowych danych i publikacji prasowych

Biorąc po uwagę opisane wyżej czynniki lokalne oraz aktualne notowania ARA **zakładamy, że średnia cena miału energetycznego na polskim rynku wyniesie w tym roku ponad 12 PLN/GJ**. Oznacza to praktycznie domknięcie luki do modelowych cen europejskich. **W kolejnych latach oczekujemy stabilizacji notowań na podobnym poziomie** (pochodna dużej inercji formuł cenowych w kontraktach PGG na ceny ARA). Implikowany spread Polska-ARA wynosi w naszym scenariuszu około 1 PLN/GJ przy około 3 PLN/GJ modelowych kosztów transportu z ARA do elektrowni śląskich. Pozostajemy pozytywni jeśli chodzi o ceny surowców energetycznych (ropy i gazu), ale w przypadku węgla barierą do kontynuacji wzrostu może być dalszy wzrost cen CO₂ i wspomniane wcześniej administracyjne limity importowe wprowadzane przez chiński rząd.

Ceny węgla energetycznego w Polsce i portach ARA (PLN/GJ)



Źródło: ARP, Bloomberg, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Rynek mocy – hit czy kit na 2021 rok (aktualizacja)

Pod koniec ubiegłego roku odbyły się **3 aukcje główne** w ramach rynku mocy na lata 2021-23, na których **zakończono średniorocznie ~23 GW mocy** (w tym 0,7 GW w ramach jednostek redukcji zapotrzebowania DSR). W poniższej tabeli przypominamy strukturę zawartych umów z podziałem na kontrakty roczne i wieloletnie (z aukcji 2022-23 wyłączone zostały moce z wieloletnimi umowami uzyskanymi w pierwszej aukcji). **Ceny na poszczególnych aukcjach ukształtowały się blisko referencyjnego poziomu ustalonego dla „cenobiorcy”,** przy którym z aukcji mogły się wycofywać „stare” jednostki. Dla rynku **było to pozytywnym zaskoczeniem**, gdyż konsensus raczej oscylował wokół 180 tys. PLN/MW/rok. W ramach procesu certyfikacji ogólnej udział w aukcjach deklarowały jednostki o łącznej mocy ~40 GW, ale ostatecznie do pierwszej aukcji zgłosiło się 26 GW. Implikowana stopa redukcji wyniosła 14-19%.

Wyniki aukcji mocowych 2021-23

aukcja	cena w tys. PLN/MW/rok	kontrakty w MW			łącznie w MW
		1-rok	5-7 lat	15-lat	
2021	240,3	9 969	8 330	4 128	22 427
2022	198,0	10 455	125	0	10 580
2023	203,0	9 778	0	853	10 631

Źródło: PSE, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Dla przypomnienia w poniższej tabeli prezentujemy rezultaty aukcji dla poszczególnych spółek giełdowych, gdzie kolumna „>2023” w praktyce ilustruje zabezpieczony wolumen kontraktów wieloletnich (5-7 letnich i 15-letnich). **Najwyższy wskaźnik pokrycia przyszłego portfela wytwórczego umowami mocowymi w latach 2021-23 uzyskała PGE, ale z kolei Enea ma relatywnie najwięcej umów wieloletnich.** Struktura kontraktacji ma znaczenie w kontekście wejścia w życie postanowień tzw. pakietu zimowego, który uniemożliwia korzystanie z rozwiązań mocowych jednostkom o wyższej emisyjności niż 550 g CO₂/kWh od połowy roku 2025 (z wyjątkiem wieloletnich kontraktów zawartych wcześniej). Oznacza to, że tegoroczna aukcja mocowa będzie ostatnią szansą dla bloków węglowych na wydłużenie wsparcia mocowego po roku 2024 poprzez zawarcie umów 5-letnich (warunkiem są oczywiście limity nakładów modernizacyjnych na 0,5 mln PLN/MW). Prawdopodobnie **wyniki tegorocznej aukcji zdeterminują plany wyłączeniowe dla wielu starych bloków**, które bez wsparcia nie będą miały uzasadnienia na rynku. W tej kategorii największy apetyt będą miały zapewne aktywa PGE, gdyż ostatnie deklaracje Tauronu wskazują na brak wielkiego entuzjazmu w zakresie modernizacji zamortyzowanych bloków klasy 200 MW.

Umowy mocowe wg spółek

	MW	2 021	2 022	2 023	>2023
Enea		3 663	3 663	4 089	4 052
udział w aukcjach		16%	16%	18%	30%
pokrycie portfela		59%	59%	61%	62%
Energa		977	1 027	1 488	1 011
udział w aukcjach		4%	4%	6%	8%
pokrycie portfela*		62%	62%	70%	56%
PGE		11 652	12 040	11 493	4 643
udział w aukcjach		52%	52%	50%	35%
pokrycie portfela		67%	70%	66%	27%
Tauron		2 918	2 899	2 855	2 457
udział w aukcjach		13%	13%	12%	18%
pokrycie portfela		58%	58%	57%	49%
ZEPAK		587	587	587	0
udział w aukcjach		3%	3%	3%	0%
pokrycie portfela		53%	53%	53%	-

*kalkulacja bez umów DSR spółki Espirion (usługa agregacji jednostek redukcji zapotrzebowania)

Źródło: PSE, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Poniżej przedstawiamy kluczowe implikacje rynku mocy na nasze prognozy na kolejne lata oraz najważniejsze zagadnienia/kwestie, które należy śledzić w średnim terminie:

- **Płatności netto dla sektora:** znając wyniki aukcji głównych można pokusić się o kalkulację dodatkowych przychodów dla poszczególnych spółek. W poniższej tabeli przedstawiamy takie szacunki przy założeniu spadku cen energii (CDS) o 17 PLN/MWh z uwagi na likwidację ORM/IRZ (szersze wyjaśnienia dla tego założenia poniżej). Przypominamy, że pełny wpływ rynku mocy musiałby jeszcze uwzględniać trudne na ten moment do skwantyfikowania wpływy z aukcji dodatkowych i rynku wtórnego oraz efekty likwidacji wszystkich RUS (regulacyjne usługi systemowe). Nasze estymacje wskazują, że **w relacji do EBITDA** sprzed wejścia mechanizmu mocowego **największe wsparcie pojawi się w przypadku Enei i PGE.**

Przychody netto z rynku mocy w 2023 roku po uwzględnieniu bazowego scenariusza spadku CDS o 17 PLN/MWh (bez aukcji uzupełniających i rynku wtórnego)

(mln PLN)	przychód mocowy	ubytek ceny	wpływ EBITDA	% EBITDA 2020
Enea	965	-495	471	14%
Energa	276	-102	174	8%
PGE	2 506	-1 360	1 146	14%
Tauron	671	-318	353	9%

Źródło: szacunki Domu Maklerskiego mBanku

- **Wpływ na ceny hurtowe:** Precyzyjne określenie nominalnego wpływu rozwiązań mocowych na cenę hurtową jest dość trudne. W naszej opinii ten efekt w zależności od metody można szacować od 15-16 PLN/MWh (średnia zrealizowana cena za ORM w przeliczeniu na godziny szczytowe w latach 2017-18, która wyznacza teoretyczny maksymalny wpływ ORM na ceny hurtowe przy „roboczym” założeniu, iż przed wprowadzeniem ORM nie było dodatniego spreadu pomiędzy szczytem i podstawą) do 18 PLN/MWh (analiza cen „przed” i „po” wprowadzeniu ORM z uwzględnieniem zmian kosztów węgla i CO₂). Te ostatnie szacunki z kolei nie uwzględniają efektu spadku dyspozycyjnej rezerwy mocy w systemie z uwagi na

wylączenia mocy i wzrost popytu, tak więc mogą być nieco zawyżone). **Podtrzymujemy nasze założenia o spadku cen hurtowych z tytułu uruchomienia rynku mocy w 2021 roku o 17 PLN/MWh.** Póki co aktualne kontrakty terminowe na TGE na rok 2021 są zbyt mało płynne, aby na ich podstawie szacować ten spadek, ale **spread pomiędzy notowaniami na 2021 i 2020 jest znacznie niższy od tych założeń (~5 PLN/MWh).**

- **Wpływ na merit order:** w średnim terminie rynek mocy może doprowadzić do zmian w merit order z uwagi na możliwy większy udział jednostek gazowych w systemie (ze względu na niskie koszty stałe mogą wypchnąć część elektrowni węglowych z rynku mocy). Powinno to wspierać hurtowe ceny energii na rynku dwutorowym.
- **Likwidacja usług systemowych:** wraz z wprowadzeniem rynku mocy zlikwidowana ma być większość aktualnych regulacyjnych usług systemowych (w tym IRZ i ORM). Poniżej prezentujemy wielkość przychodów z tej kategorii w poszczególnych koncernach w roku 2018. Zwracamy uwagę, że do tego trzeba doliczyć marżę na wymuszeniu, co najbardziej odczuje Energa, która obecnie 70-80% energii w Elektrowni Ostrołęka produkuje na zamówienie PSE (EBITDA elektrowni to około 0,15-0,20 mld PLN rocznie). Jednocześnie bloki bez umów mocowych, pełniące dzisiaj funkcje rezerwowe w systemie, mogą osiągać przychody z wtórnego rynku mocy, pełniąc rolę backupu na wypadek awarii innych jednostek.

Przychody z usług systemowych w 2018 roku (w tym IRZ i ORM)

(mld PLN)	
Enea	93
Energa	b/d
PGE	236
Tauron	288

Źródło: Spółki, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

- **Aukcja główna na rok 2024:** kolejna aukcja główna tym razem z dostawą na rok 2024 jest zaplanowana na 12 grudnia 2019. Certyfikacja do tej aukcji już się zakończyła, a łączna moc certyfikowanych jednostek wynosi 54,4 GW vs. 47,1 GW dopuszczone do aukcji w ubiegłym roku (poniżej szczegółowe porównanie certyfikacji 2018 i 2019). Głównym powodem wzrostu mocy wpisanych do rejestru są planowane magazyny energii na ponad 5,5 GW oraz dodatkowe 0,6 GW z DSR. Zmiana na poziomie istniejących jednostek konwencjonalnych to prawdopodobnie reklasyfikacja jednego z bloków 900 MW w Opolu z kategorii „planowanych”. Jednocześnie w jednostkach planowanych zostało to skompensowane nowymi projektami CCGT. Na razie nie znamy jeszcze kluczowych parametrów aukcji (popyt skorygowany o wieloletnie umowy mocowe podpisane w ubiegłym roku, referencyjny poziom ceny dla cenobiorcy, cena maksymalna), które zostaną ogłoszone w rozporządzeniu ministra (w ubiegłym roku pojawiło się ono pod koniec sierpnia). Wówczas będzie można pokusić się o szacunki wskaźnika redukcji i ceny.
- **Aukcje dodatkowe na rok 2021:** aukcja uzupełniająca na rok 2021 została zaplanowana na 18 marca 2020. Zgodnie z rozporządzeniem ME, PSE zakontraktuje w niej dodatkową moc na poszczególne kwartały: 2,6 GW dla 1Q, 1,2 GW dla 2Q, 1,3 GW dla 3Q i 2,9 GW dla 4Q. Naszym zdaniem dominujący udział w aukcji dodatkowej będą miały elektrociepłownie, szczególnie w 1Q i 4Q, stąd spodziewamy się wyraźnie

niższych cen za MW niż na aukcjach głównych. Niemniej jednak nawet przy cenie rzędu 150 PLN/MW/rok, dodatkowy strumień środków do sektora może z tego tytułu sięgnąć 0,3 mld PLN.

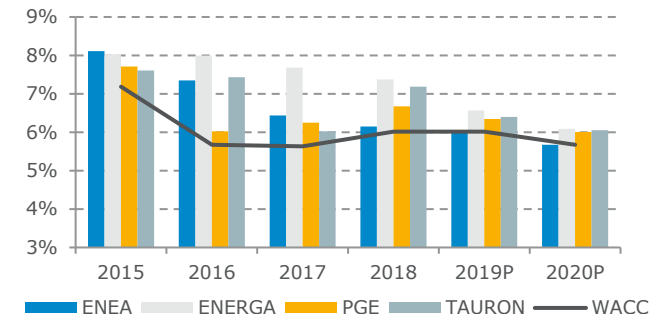
- **Łączne koszty rynku mocy dla odbiorców:** płatności za moc będą sfinansowane z opłaty mocowej, która będzie doliczana do rachunków odbiorców od października 2020. Dla gospodarstw domowych będzie to ryczałtowa stawka miesięczna w zróżnicowana dla 4 progów zużycia energii. Odbiorcy komercyjni będą rozliczali się wg jednostkowej stawki za MWh, zmodyfikowanej profilem zużycia. Dodatkowo biznes energochłonny może liczyć na ulgi. Ostateczne stawki URE opublikuje do końca września 2020. **Łączny roczny koszt rynku mocy w pierwszym roku funkcjonowania może sięgnąć 5,7 mld PLN.** Trudno ocenić jak będzie to rozdzielone na poszczególne grupy odbiorców, ale przy podziale analogicznym do opłaty przejściowej implikowane obciążenie odbiorców domowych wyniosłoby 2,65 mld PLN (80 PLN/MWh czyli średnio 16 PLN miesięcznie), a pozostałe 3 mld PLN zapłaciliby klienci komercyjni (~30 PLN/MWh). Przy okazji uchwalania ustawy mocowej, rząd deklarował jednak, że gospodarstwa domowe nie zapłacą więcej niż 10 PLN/miesiąc, co może oznaczać że ten podział będzie wyglądał nieco inaczej. Nie można też zapominać, że **płatności za moc mogą być też finansowane z rachunku Zarządcy Rozliczeń** zasilanego opłatą przejściową na KDT-y. Ostatni publiczny raport ZR na koniec 2016 roku wskazuje na ujemne saldo środków na wypłaty KDT na poziomie około -1 mld PLN. W międzyczasie w latach 2017-18 pobrana opłata przejściowa przekroczyła według naszych szacunków 4 mld PLN, a wypłacono rekompensaty KDT na poziomie około 0,7 mld PLN. Z tych zgrubnych kalkulacji wynikałoby, że dodatkowe **środki do dyspozycji** w celu zamortyzowania kosztów rynku mocy dla odbiorców **mogą sięgać na dzisiaj nieco ponad 2 mld PLN.** Może mieć to istotne znaczenie w kontekście ostatniego zamieszania legislacyjnego wywołanego przez potencjalny wzrost rachunków za energię w 2019.

Segment dystrybucji – symboliczna dynamika EBITDA

W pierwszych 3 miesiącach tego roku zagregowane wyniki sektora dystrybucji energii wzrosły na poziomie EBITDA o niecałe 2% (+40 mln PLN). Pokrywa się to z modelową zmianą zwrotu z WRA, który przy podobnym WACC i wzroście bazy aktywów o 2,2 mld PLN powinien zwiększyć się w skali roku o 130 mln PLN (ENA, ENG, PGE i TPE). Niemniej jednak **kulisy tych rezultatów są nieco bardziej skomplikowane.** Po pierwsze nowe taryfy zostały zatwierdzone przez URE dopiero od 2Q, tak więc cenniki 1Q nie uwzględniały ani nowego WRA, ani też znacznie wyższych cen energii na pokrycie strat sieciowych (238 PLN/MWh vs 172 PLN/MWh w taryfie 2018). Z drugiej strony łagodna zima i prowadzone na bieżąco inwestycje efektywnościowe pozwoliły na znaczne zmniejszenie wolumenu strat sieciowych (przykładowo w PGE z 6,7% w 1Q'18 do 5,3%). Dodatkowo wyniki zostały wsparte przez specyfikę fakturowania opartego o prognozy zużycia (zafakturowane przychody wyższe od faktycznych przepływów w 1Q'19 z uwagi na warunki pogodowe). Z tego też względu sektor nie ucierpiał tak mocno na spadku zużycia energii w Polsce na początku roku. Te czynniki powinny się odwracać w kolejnych okresach. Nie znamy też szczegółów dotyczących hedgingu zakupów na poczet strat sieciowych (ew. umów pomiędzy segmentami), co może mieć znaczenie w kolejnych okresach (znacznie wyższe ceny r/r). Z tego też względu **ostrożnie zakładamy tylko**

utrzymanie EBITDA sektora na poziomie 2018 roku, szczególnie że po 1Q PGE utrzymała swoje sceptyczne nastawienie do wyników segmentu w całym roku.

Stopa zwrotu z aktywów sieciowych (skor. EBIT/WRA) i prognozy Domu Maklerskiego mBanku



Źródło: Spółki, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Kalkulacja skorygowanego zwrotu z WRA (korekta o opłaty przyłączeniowe i utrzymanie oświetlenia ulicznego oraz raportowane saldo na rezerwach i kosztach aktuarialnych) dla poszczególnych spółek (przedstawiona na powyższym wykresie) **standardowo wskazuje na pewne dysproporcje w stosunku do modelowej kalkulacji** ($EBIT = WRA \times WACC$). Częściowo wynika to z niższej realizacji kosztów (przesunięcia remontów czy wycinki drzew, efekty pogodowe, niższa realizacja strat sieciowych), ale też efektywności spółek (Energa i Tauron mają relatywnie „lżejsze” struktury jeśli chodzi o zatrudnienie na WRA).

Rentowność polskich obligacji 10-letnich



Źródło: Bloomberg

Jeśli chodzi o perspektywę roku 2020 to należy zacząć od szacunków **WACC**. Średnia rentowność obligacji 10-letnich za ostatnich 18 miesięcy (zmienna do regulowanej formuły koszty kapitału) wynosi obecnie 3,0%. Wskaźnik ten do taryf na przyszły rok będzie kalkulowany na koniec września br. Obecne odczyty dla 10-latek oscylują wokół 2,5%, co przy ich utrzymaniu w kolejnych miesiącach oznaczałoby spadek wspomnianego benchmarku dla dystrybucji do 2,9% z 3,26% uwzględnianych w taryfie na rok bieżący. Zgodnie z oczekiwaniami naszych makroekonomistów, rentowności powinny w kolejnych miesiącach się nieco podnosić, ale powrót w okolice 3,0% jest bardzo mało prawdopodobny. W tym kontekście zakładamy spadek regulowanego WACC w 2020 roku z 6,015% do 5,67%. Tegoroczne poziomy inwestycji netto wskazują, że **baza aktywów powinna wzrosnąć o 1,6 mld PLN, czyli około 4%**. Przy wspomnianym spadku WACC, regulowany zwrot obniży się jednak o ponad 0,1 mld PLN (wpływ na EBIT). Te nowe założenia dla stóp procentowych, implikują obniżkę prognoz dla segmentu w analizowanych spółkach średnio o 4% (EBITDA całego sektora praktycznie płaska w 2020 w ujęciu r/r).

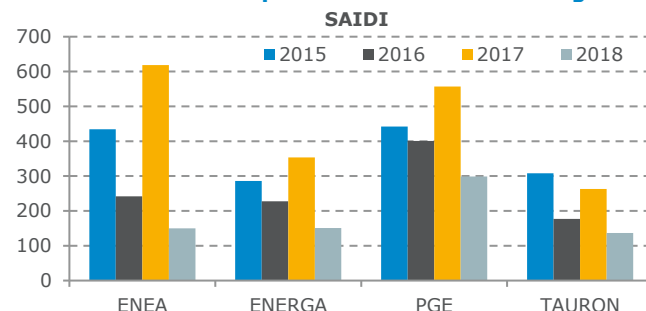
Analiza wrażliwości zysku EBITDA dystrybucji 2021 na stopę wolną od ryzyka (mln PLN)

EBITDA 2021	Stopa wolna od ryzyka				
	2,5%	2,8%	3,0%	3,3%	3,5%
ENEA	1 136	1 158	1 180	1 203	1 225
ENERGA	1 617	1 651	1 685	1 719	1 753
PGE	2 413	2 458	2 503	2 549	2 594
TAURON	2 480	2 527	2 574	2 622	2 669

Źródło: szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Jeśli chodzi o poziom **stóp procentowych** w kolejnych latach to wszystko wskazuje na to, że **oczekiwania podwyżek przesuwają się dopiero po roku 2021**. W tym kontekście pozostawiamy WACC na niższym poziomie do 2022 roku włącznie. Począwszy od 2023 roku zrównujemy „wsad” do formuły dystrybucyjnego WACC do naszej długoterminowej stopy wolnej od ryzyka z modelu DCF na poziomie 3,5%. **Powyżej prezentujemy analizę wrażliwości prognoz EBITDA 2021** na odchylenia na tym parametrze (przy docelowym poziomie 3,5% wynik sektora różnie o 0,3 mld PLN).

Poziom wskaźników przerw w dostawach energii*



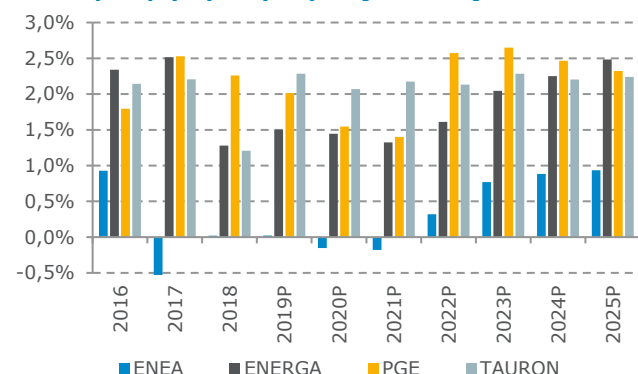
Źródło: Spółki

Przypominamy, że w procesie taryfowym od 2018 roku rozliczana jest realizacja celów jakościowych sieci operatorów dystrybucyjnych (z 2 letnim opóźnieniem, tj. w taryfie 2018 rozliczane było wykonanie celów z 2016). Od przyszłego roku, w ramach cyklicznego przeglądu, mechanizm zostanie jednak nieco zmodyfikowany. Poniżej prezentujemy główne korekty:

- **Rozszerzenie SAIDI/SAIFI:** dotychczasowe wskaźniki liczby przerw/długości przerw w dostawach SAIDI/SAIFI zostaną uszczegółowione i rozbite na składowe w zależności od obszaru sieci (duże miasta, średnie miasta, małe miasta i wsie). W ten sposób uwzględnione będą warunki utrzymania sieci (znacząco trudniejsze na terenach wiejskich, bardziej rozproszonych).
- **Systemowe uwzględnienie ekstremalnych warunków pogodowych:** Powyższe wskaźniki będą korygowane o wpływ katastrofalnych zdarzeń pogodowych w oparciu o zdefiniowany algorytm statystyczny. Wcześniej była to kwestia uznaniowa URE w ramach wskaźnika korygującego WR.
- **Cele długoterminowe:** dla każdego wskaźnika (przerwy, czas przyłączenia, czas dostarczenia danych pomiarowych) zostaną wyznaczone cele długoterminowe na rok 2025 z punktem startowym na wykonaniu roku 2018.
- **Kara/nagroda:** Kara za niedotrzymanie celów jakościowych jest ograniczona z góry kwota 11% zwrotu z kapitału (wcześniej było 15% i jeszcze limit w relacji do przychodów). Jednocześnie za realizację długoterminowego celu w roku 2025 URE będzie mógł przyznać operatorowi premię w wysokości 3-5% zwrotu z kapitału. Premia będzie płatna w taryfie roku 2027.

Na ten moment nie zostały jeszcze podane docelowe poziomy KPI dla poszczególnych spółek, więc trudno szacować wpływ zaktualizowanych regulacji jakościowych na przyszłe wyniki segmentu. Niemniej jednak zebrane opinie sektora wskazują, że jest to raczej uporządkowanie systemu niż jego rewolucyjna zmiana. Wydaje się, że ma to największe znaczenie dla PGE, która mocno odbiegała od konkurencji na wskaźnikach SAIDI i SAIFI z uwagi na pokrywany obszar kraju (rozproszenie odbiorców, duże zalesienie). Nowe podejście urealni ocenę efektywności sieci i jej porównanie pomiędzy spółkami.

Wolne przepływy z dystrybucji w relacji do WRA*



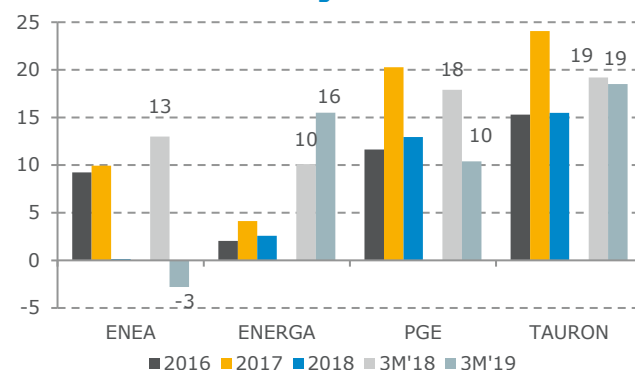
*uproszczony FCF rozumiany jako EBITDA-podatek-CAPEX
Źródło: Spółki, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Jeśli chodzi o **perspektywę wolnych przepływów pieniężnych w sektorze dystrybucji** to jest ona dość zróżnicowana w poszczególnych spółkach i zależy w dużym stopniu od planowanych nakładów inwestycyjnych. W ostatnich 3 latach w przypadku Energa, PGE i Tauronu średni FCF yield (EBITDA pomniejszona o CAPEX i podatek w relacji do WRA) oscylował wokół 2%. W ubiegłym roku pojawiły się pewne odchylenia w ENG i TPE, ale w średnim terminie oczekujemy powrotu tego wskaźnika powyżej 2%. **Gorzej na tym tle wypada Enea**, gdzie obok nieco niższej rentowności EBITDA problemem jest dość ambitny plan capex (capex netto do WRA w 2018 roku na niecałe 6% vs. średnia 4,9% dla pozostałych). Na razie w naszym modelu uwzględniamy wydatki zapowiedziane przez Zarząd, co oznacza że FCF yield w relacji do WRA w 2025 osiągnie zaledwie 1%.

Segment obrotu – duża szansa na powrót do normalności

W 2018 roku skorygowana zagregowana EBITDA sektora (bez salda rezerw) w obszarze **obrotu spadła r/r o 0,6 mld PLN**, na co złożyła się przede wszystkim presja na marżę I-szego stopnia związana z wyższymi kosztami zielonych certyfikatów oraz problemami z bilansowaniem portfela w otoczeniu skokowo rosnących cen energii. Te negatywne tendencje tylko częściowo były neutralizowane przez mniejsze koszty umów na odbiór świadectw pochodzenia od farm wiatrowych w Enerdze (modelowy efekt ~170 mln PLN) i Enei (niższe rezerwy o ~60 mln PLN).

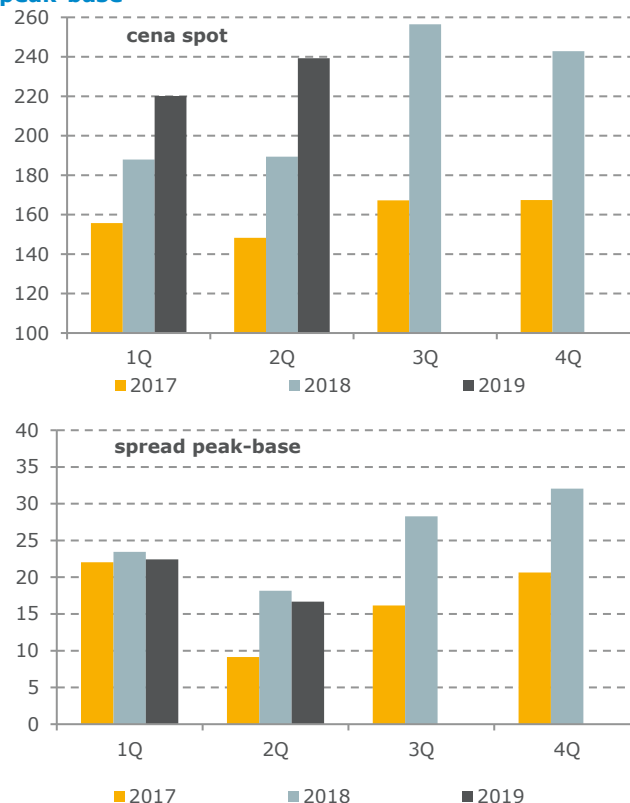
Skor. marża EBITDA w segmencie obrotu na MWh



Źródło: Spółki, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Trudno porównywać wyniki zrealizowane przez poszczególne spółki z uwagi na odmienne polityki księgowania i segmentowania wyników. Warto jednak odnotować że **największy problem z rentownością w obrocie miała Enea**, która dodatkowo zanotowała straty na uprawnieniach CO₂ (kwestia alokacji wyników na zarządzaniu zakupami) i dostosowywała się ex-post do zwiększonego pod koniec 2017 roku obliga giełdowego. W przypadku Energi presja na wyniki pojawiła się od 2Q i była w 100% skorelowana z sytuacją na TGE. Na poniższych wykresach ilustrujemy jak **dynamiczne były zmian cen spotowych i jak mocno rozszerzył się spread szczytowy**, który komplikował zabezpieczanie profilu zużycia klientów. Modelowo w 2H'19 **straty sektora mogły z tego tytułu sięgnąć ponad 0,5 mld PLN** (przy założeniu otwartej pozycji na poziomie 10% portfela). W tych warunkach relatywnie dobrze radziły sobie Tauron (trafiona polityka hedgingowa) i PGE, choć w przypadku tej ostatniej 4Q przyniósł już wyraźną presję na rentowności.

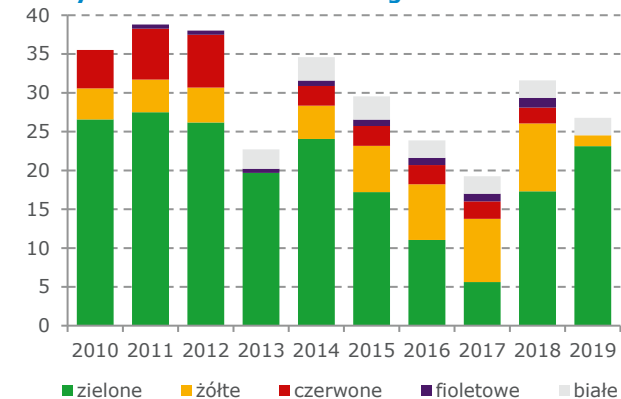
Ceny energii spot base 2017-19 (PLN/MWh) i spread peak-base



Źródło: TGE

Problemem dla całego rynku było także **odwrócenie tendencji na cenach zielonych certyfikatów**, które osiągały minimum akurat w okresie kontraktacji klientów na rok 2018 (2H'2017). Z tego względu z kwartału na kwartał coraz trudniej było przenieść w całości koszty kolorowania na klientów końcowych. Średniorocznie koszt zielonej energii, przy uwzględnieniu zwiększenia obliga (z 15,4% do 17,5%) wzrósł o około 12 PLN/MWh, co w skali całego rynku oznacza **konieczność przeniesienia na odbiorców około 1,5 mld PLN kosztów**. W tym roku koszty zielonej energii rosną dalej o kolejne 6 PLN/MWh, ale ostateczny wpływ tej zmiany będzie zależał od efektów wdrożenia systemu rekompensat i ustawy zamrażającej ceny (szerzej o w kolejnym podrozdziale). Podobnie w przypadku zmian w systemie wsparcia kogeneracji (widoczna na poniższym wykresie prawie całkowita redukcja kosztów z tego tytułu).

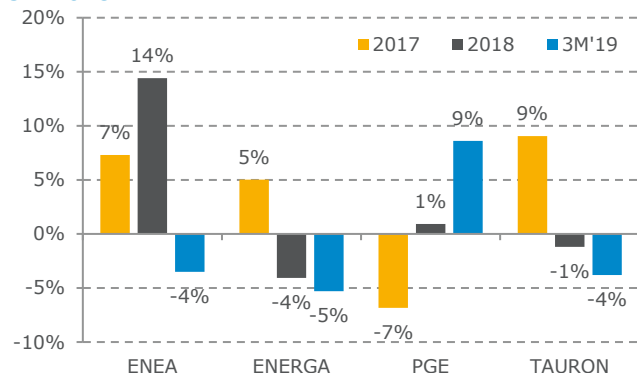
Koszty kolorowania 1MWh energii w detalu



Źródło: szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Jeśli chodzi o **wolumeny to na całym rynku zwiększyły się o około 2,1%**, ale klientów zdobywała głównie Enea, która zwiększyła sprzedaż o 14%, prawdopodobnie walcząc o równowagę pozycji na wytwarzaniu po uruchomieniu nowego bloku w Kozienicach (mogło to też odbić się na realizowanej marży). Poniższy wykres dobrze ilustruje dużą zmienność w strategiach w zakresie wolumenów w poszczególnych spółkach. Dane za 1Q'19 wskazują, że tym razem do gry wróciła PGE, która jako jedyny zdobywa klientów. Standardowo **najbardziej agresywna polityka akwizycyjna skutkuje pogorszeniem marży** i tym razem również jest to widoczne w wynikach obrotu tej Grupy.

Zmiana wolumenu sprzedaży detalicznej w 2016-17 i 9M'2018



Źródło: Spółki

W tym roku wyniki segmentu obrotu będą oczywiście pod wpływem ustawy o zamrożeniu cen, o którym szerzej piszemy poniżej (na bazie ostatniej nowelizacji). Niemniej jednak póki co w naszym modelu **zakładamy**

neutralny wpływ zamrożenia cen i bierzemy pod uwagę tylko rynkowe czynniki. W tym kontekście rezultaty z 1Q'19 mogą być nienajlepszym punktem odniesienia na kolejne okresy (w szczególności w Enerdze, która ex-ante obniżyła ceny klientom mimo braku rozporządzenia i zaksięgowała z tego tytułu gigantyczne straty). W naszym scenariuszu **zagregowana EBITDA czterech największych spółek obrotu spadnie w tym roku o około 0,2 mld PLN**, z tym że głównie będzie za to odpowiadać PGE (nietrafiona strategia zabezpieczeń portfela). Nieco lepiej r/r powinny wypaść natomiast Enea i Energa, co wynika przede wszystkim z bardzo niskiej bazy roku 2018. W dłuższym terminie zakładamy stabilizację marż jednostkowych na średnich z ostatnich lat.

Ustawa o cenach energii - ostateczna nowelizacja

Projekt zamrożenia cen energii dla odbiorców finalnych przeszedł już długą drogę legislacyjną, ale wszystko wskazuje na to że ta saga dobiega końca i najnowsza nowelizacja ustawy ostatecznie ustali zasady tego mechanizmu. Poniżej przedstawiamy kluczowe założenia procedowanego obecnie prawa:

- **Harmonogram:** rząd uzgodnił już zasady obniżenia cen energii z KE, tak więc procedowana w Sejmie ustawa powinna wejść w życie jeszcze w czerwcu. W lipcu zaplanowano publikację odpowiednich rozporządzeń Ministerstwa Energii, a pierwsze wypłaty rekompensat będą możliwe w sierpniu.
- **Poziom zamrożonych cen:** zgodnie z ustawą ceny energii dla finalnych odbiorców (łącznie z akcyzą) mają być utrzymane na poziomie z czerwca 2018 roku.
- **Uprawnieni odbiorcy:** za okres 1H'19 zamrożenie cen będzie dotyczyło wszystkich odbiorców, natomiast w 2H'19 „z urzędu” taką gwarancję mają tylko gospodarstwa domowe. Dodatkowo z niższych cen będą mogły skorzystać szpitale, samorządy i mikro oraz małe firmy (do 50 zatrudnionych osób i 10 mln EUR przychodów) pod warunkiem złożenia do spółki obrotu odpowiedniego oświadczenia o spełnianiu tych kryteriów. Przemysł energochłonny ma otrzymać wsparcie w postaci osobno procedowanej ustawy (rekompensata wyższych kosztów CO₂ rządu 0,9 mld PLN rocznie), a pozostali klienci biznesowi będą mogli zaaplikować o rekompensaty w ramach procedury de-minimis bezpośrednio do zarządcy rozliczeń (limit zagregowanej pomocy publicznej 200 tys. EUR za ostatnie 3 lata). Nie są dostępne statystyki zużycia według takiego podziału, ale naszym zdaniem można dla uproszczenia przyjąć, że gospodarstwa domowe, samorządy i małe firmy stanowią około 40% zużycia energii ogółem.
- **Kalkulacja rekompensat:** Zasady rekompensat nie zmieniają się w stosunku do pierwotnego projektu (pokrycie różnicy ceny na podstawie średnich ważonych cen giełdowych, kosztów „kolorowania” i modelowych „kosztów” jednostkowych publikowanych przez URE), ale spółkom obrotu umożliwiono aplikowanie o indywidualne wyznaczenie „kosztów” jednostkowych (obejmujących koszty własne, koszty bilansowania, koszty kolorowania oraz marżę). Ta ścieżka będzie jednak równoznaczna ze znacznym wydłużeniem procesu uzyskania rekompensat, więc zapewne ograniczona liczba sprzedawców się na nią zdecyduje.
- **Obniżka akcyzy:** Cena energii zdefiniowana w ustawie obejmuje podatek akcyzowy, stąd powyższe kalkulacje będą uwzględniały obniżkę tego podatku z 20 PLN/MWh do 5 PLN/MWh (całkowity spadek obciążenia odbiorców w skali roku to około 1,7 mld PLN po uwzględnieniu, iż odbiorcy z taryfy A już wcześniej korzystali z preferencyjnych, znacznie niższych stawek).

- **Obniżka opłaty przejściowej:** Rząd z początkiem roku zdecydował również o obniżeniu opłaty przejściowej o 95% (opłata finansująca rekompensatę KDT). Oznacza to zmniejszenie obciążenia odbiorców finalnych o około 2,1 mld PLN. Niemniej jednak ten efekt nie będzie brany pod uwagę w kalkulacji rekompensat, gdyż opłata przejściowa jest elementem stawek przesyłowych. W efekcie klienci uprawnieni do zamrożenia cen energii na poziomie czerwca, de facto finalne rachunki będą mieć nawet niższe r/r w związku z niższą r/r opłatą dystrybucyjną.
- **Finansowanie:** Wypłata rekompensat ma być sfinansowana ze środków budżetowych, ze wspomnianej obniżki akcyzy i środków ze sprzedaży zmagazynowanych uprawnień do emisji CO₂ (55,8 mln ton z derogacji 2013-17, z czego 20% musi być wydzielone na „rachunek klimatyczny” wspierający inwestycje w OZE), a także pośrednio przez likwidację/znaczące ograniczenie wsparcia dla kogeneracji (żółte certyfikaty obciążały w 2018 roku rachunek klienta kwotą ~9 PLN/MWh).
- **Koszty zamrożenia cen:** W czysto teoretycznym scenariuszu, iż wszyscy odbiorcy byłiby uprawnieni do rekompensat przez cały rok, koszt mechanizmu do pokrycia ze wspomnianej sprzedaży uprawnień (wartość rynkowa 80% wspomnianej wyżej puli to obecnie 4,9 mld PLN) wyniosłby **7,7 mld PLN** (już po uwzględnieniu obniżki akcyzy i kosztów wsparcia kogeneracji). Wiadomo jednak, że w 2H'19 odbiorcy energochłonni (taryfa A) będą „obsłużeni” osobną ustawą, a pozostali średni i duzi odbiorcy prądu mogą być zniechęceni skomplikowaną procedurą de-minimis. W skrajnie odwrotnym przypadku (taryfa A i taryfa B bez rekompensat w 2H'19) koszty systemu wyniosą **5,2 mld PLN**. Brakujące środki zgodnie z ustawą mogą pochodzić z rachunku opłaty OZE lub rachunku opłaty przejściowej, na którym wg naszych szacunków może się znajdować około 2 mld PLN.

Szacunki kosztów rekompensat po uwzględnieniu obniżki akcyzy i niższych kosztów wsparcia kogeneracji

	cena rynkowa (PLN/MWh)		wolumen (TWh)	rekomp. 1H'19 (mln PLN)	rekomp. 2H'19** (mln PLN)
	2018	2019P*			
WN	190,8	260,4	26,6	870	982
SN	224,0	278,6	50,4	1 292	1 457
taryfa C	275,5	330,1	24,9	639	721
taryfa G	257,5	312,0	31,4	806	909
łącznie	-	-	133,4	3 608	4 068

*teoretyczna cena rynkowa bez rekompensat, ale z uwzględnieniem obniżonej akcyzy i kosztów kolorowania, kalkulowana dla średnich notowań TGE

**suma kolumny uwzględnia zaznaczone na szaro kategorie odbiorców na wysokim i niskim napięciu

Źródło: ARE, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Wpływ rekompensat na wyniki spółek

Brak rozporządzeń i opóźnienie w procesie wypłaty rekompensat wpłynęło na wyniki finansowe spółek obrotu, zarówno jeśli chodzi o cash flow (finansowanie obniżek dla klientów domowych i części pozostałych) jak i rachunek P&L (rezerwy). Poniżej podsumowujemy te kalkulacje dla poszczególnych spółek:

- **Enea:** w 4Q'18 spółka utworzyła rezerwę na 79 mln PLN w poczet potencjalnych strat na zamrożeniu cen energii (tylko dla gospodarstw domowych). W 1Q'19 wykorzystała część tej rezerwy (22 mln PLN) ponosząc już realne gotówkowe straty. Teoretycznie finalne wdrożenie systemu rekompensat będzie więc oznaczało

odwrócenie całości rezerw z 4Q'18 i gotówkowy zwrot kosztów poniesionych w 1Q'19.

- **Energa:** w 4Q'18 spółka utworzyła rezerwę na 136 mln PLN w poczet potencjalnych strat na zamrożeniu cen energii (tylko dla gospodarstw domowych). W 1Q'19 wykorzystała część tej rezerwy (37 mln PLN) ponosząc już realne gotówkowe straty na taryfie G, ale dodatkowo zaksięgowwała też ujemną marżę rzędu 172 mln PLN na pozostałych klientach, którym obniżyła ceny (jako jedyna spółka obrotu wdrożyła ustawę bez rozporządzeń). Wdrożenie systemu rekompensat będzie więc oznaczało odwrócenie całości rezerw z 4Q'18 oraz strat z 1Q'19 i gotówkowy zwrot kosztów poniesionych w 1Q'19 (209 mln PLN).
- **PGE:** w 4Q'18 spółka utworzyła w segmencie obrotu rezerwę na 260 mln PLN w poczet potencjalnych strat na zamrożeniu cen energii (tylko dla gospodarstw domowych), ale jednocześnie analogiczną kwotę rozwiązano na poziomie skonsolidowanym. W 1Q'19 odwrócono w całości te rezerwy (zarówno na obrocie jak i konsolidacji), ale jednocześnie zawiązano na okres Q2-Q4 rezerwy na 120 mln PLN w obrocie jednocześnie rozwiązując je na konsolidacji. W samym 1Q'19 Spółka poniosła jednak gotówkową stratę na zamrożeniu cen gospodarstwom domowym na około 90 mln PLN. Finalne wejście w życie systemu rekompensat będzie neutralne z punktu widzenia rezerw skonsolidowanych, ale pojawi się przychód kompensujący wspomniane realne straty na portfelu w wysokości 90 mln PLN.
- **Tauron:** w 4Q'18 spółka utworzyła rezerwę na 214 mln PLN w poczet potencjalnych strat na zamrożeniu cen energii (tylko dla gospodarstw domowych). W 1Q'19 wykorzystała część tej rezerwy (51 mln PLN) ponosząc już realne gotówkowe straty. Teoretycznie finalne wdrożenie systemu rekompensat będzie więc oznaczało odwrócenie całości rezerw z 4Q'18 i gotówkowy zwrot kosztów poniesionych w 1Q'19.

Poniższa tabela ilustruje ekspozycję poszczególnych spółek na segment obrotu i zamieszczenie związane z ustawą o zamrożeniu cen energii, która poddała w wątpliwość długoterminowe perspektywy dla rentowności tego obszaru. Prezentujemy zarówno skalę sprzedaży, jak i udział EBITDA segmentu dla każdej z Grup, również przy założeniu normalizacji marż jednostkowych na 1 MWh na poziomie średnioterminowych średnich (rok 2018 nie jest dobrym benchmarkiem z uwagi na straty na umowach z farmami wiatrowymi w Enei i Enerdze oraz duże problemy z bilansowaniem portfela we wszystkich spółkach poza Tauronem). Z tego zestawienia wynika, że **uporządkowanie kwestii rekompensat będzie szczególnie ważne dla Tauronu i Energi**. Zwracamy również uwagę, że Enea zawiązała relatywnie najniższe rezerwy w 4Q.

Ekspozycja Spółek na segment obrotu detalicznego

	wolumen detal (TWh)	rezerwy obrotu 4Q'18	rezerwy na MWh	udział obrotu w EBITDA	udział obrotu w EBITDA*
Enea	20,5	79	3,9	0%	9%
Energa	19,8	136	6,9	3%	10%
PGE	40,4	260	6,4	8%	8%
Tauron	34,5	214	6,2	16%	12%

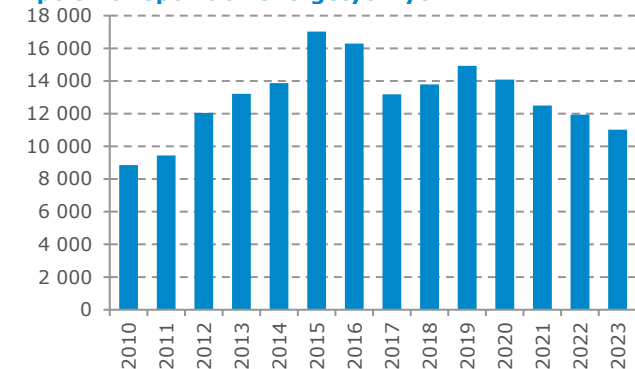
*EBITDA modelowa na bazie średnioterminowych marż jednostkowych realizowanych w okresie 2010-2015.

Źródło: Spółki, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Cykl capex naprawdę się kończy

Na przełomie tego i przyszłego roku polski sektor energetyczny finalizuje projekty inwestycyjne o wartości prawie 23 mld PLN. Biorąc pod uwagę stan przygotowań i zaawansowanie kolejnych inwestycji (offshore, atom, CCGT, fotowoltaika) oczekujemy znacznego spadku nakładów w sektorze w kolejnych kilku latach. Nawet jeśli założymy wejście w kolejną fazę projektu atomowego to przypominamy, że proces przygotowawczy może jeszcze potrwać 2 lata (przykładowo CEZ na swoim projekcie typu „brownfield” szacuje czas potrzebny do uzyskania pozwolenia na budowę na około 5 lat), tak więc większe nakłady mogłyby się pojawić dopiero w drugiej połowie kolejnej dekady. Energetyka wiatrowa na morzu to perspektywa lat 2025-26 najwcześniej, co oznacza ponoszenie istotnych nakładów dopiero od 2023-24 roku. Jeśli chodzi o nowe jednostki gazowe budowane pod kolejne aukcje mocowe to ich skala będzie relatywnie niewielka (w aukcji na rok 2024 z największych spółek pojawi się ~2GW wymagające nakładów rzędu 6 mld PLN, czyli 1,5 mld PLN rocznie na lata 2020-23). Według naszych szacunków średnioroczny capex w okresie 2020-23 wyniesie 12,4 mld PLN vs 15 mld PLN w okresie 2015-19.

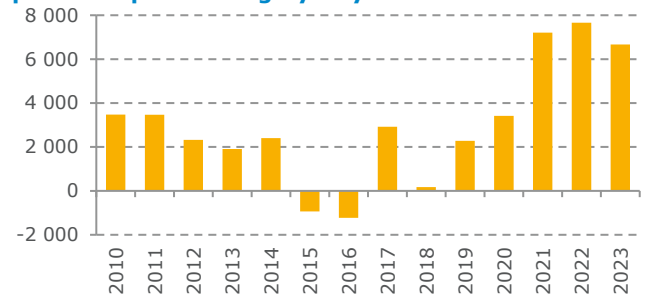
Szacunki skumulowanych wydatków inwestycyjnych w polskich spółkach energetycznych



*Enea, Energa, PGE, Tauron
Źródło: szacunki Domu Maklerskiego mBanku

W zestawieniu z oczekiwanym wzrostem potencjału skor. EBITDA w sektorze z 14,9 mld PLN w okresie 2015-19 do 18,6 mld PLN w 2020-23, ten scenariusz implikuje znaczny wzrost generowanej gotówki w najbliższych latach. Zwracamy przy tym uwagę, że nasze założenia dla rentowności sektora nie są wcale agresywne (pogorszenie rynkowych spreadów na wytwarzaniu, wpływ z rynku mocy tylko z aukcji głównej, stabilne wyniki dystrybucji mimo wzrostu WRA, powrót normalności w obrocie po zamieszczeniu z zamrożeniem cen energii), a jednocześnie nie uwzględniamy partycypacji PFR jako inwestora w projektach Jaworzno i Ostrołęka C. Uproszczony FCF (EBITDA-CAPEX) w najbliższych 5 latach 2019-23 powinien sięgnąć 27 mld PLN, czyli 45% aktualnej wartości EV sektora. Po uwzględnieniu podatku będzie to 19 mld PLN (32% EV), a po korekcie o koszty odsetkowe FCFE wyniesie 14 mld PLN, czyli 55% aktualnego MCap.

Szacunki zysku EBITDA pomniejszonego o CAPEX dla polskich spółek energetycznych*



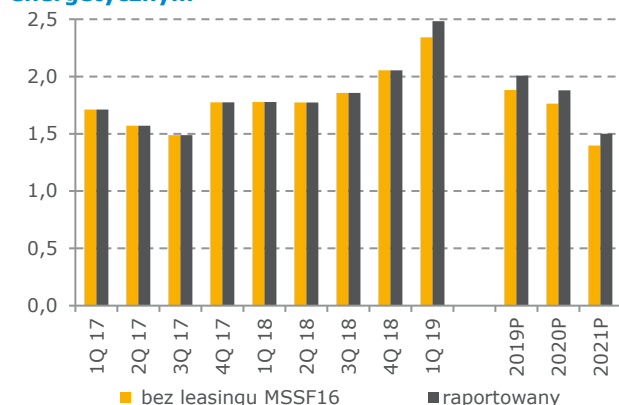
*Enea, Energa, PGE, Tauron
Źródło: szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Oczywiście nadal aktualne pozostaje pytanie jak te środki zostaną wykorzystane i czy akcjonariusze mogą liczyć na jakieś dywidendy. Na razie trudno szukać tego typu deklaracji w wypowiedziach ministerstwa energii, ale warto odnotować, że stanowisku rządu w wielu kwestiach dotyczących sektora ewoluowało na przestrzeni ostatnich miesięcy w stronę globalnego nurtu w sektorze energetycznym (energetyka wiatrowa na lądzie i na morzu, wsparcie dla OZE, wygaszanie starych elektrowni węglowych, rozwój mocy gazowych). Dodatkowo niedawno powołany został specjalny fundusz rządowy, który ma być zasilany dywidendami ze spółek kontrolowanych przez Skarb Państwa. Jeśli zestawimy to z ostatnią deklaracją Zarządu PGE o powrocie do polityki dywidendowej od przyszłego roku, to teza o zmianie nastawienia spółek do inwestorów mniejszościowych nie jest bezpodstawną. Do zmiany sentymentu potrzebne są jednak konkrety i na pewno nie będzie łatwo zneutralizować w oczach akcjonariuszy dotychczasowe, katastrofalne dla wyceny sektora, koncepcje ministerstwa dotyczące „podatku od konwersji kapitałów”, „oszczędności na zysku spółek” czy zamrożenia cen energii poprzez wielokrotnie nowelizowaną kontrowersyjną ustawę przygotowaną naprędce. Niemniej jednak nie można też pomijać faktu, że w powyższym scenariuszu wysokich FCF w ramach EV (wartości firmy) **zwiększać się będzie komponent equity kosztem długu**, co powinno znaleźć odzwierciedlenie w kapitalizacji sektora nawet przy założeniu utrzymania wskaźnika EV/EBITDA na obecnym niskim poziomie.

Aktualny stan zadłużenia i słaby CF w 1Q'19

Przedstawiona powyżej nasza teza o delewarowaniu bilansów i perspektywie wysokich przepływów pieniężnych może wydawać się co najmniej kontrowersyjna po dość słabym pod tym względem 1Q'19. W pierwszych 3 miesiącach tego roku raportowane zadłużenie netto 4 największych polskich koncernów wzrosło bowiem q/q 5,7 mld PLN tj. 19%. Częściowo wynikało to jednak z czysto księgowej reklasyfikacji użytkowania wieczystego na leasing zgodnie z MSSF16 (ponad 2 mld PLN). Pozostała kwota to głównie pochodna sezonowych/odwracalnych zmian w kapitale obrotowym. Oczekujemy, że w kolejnych kwartałach ubytki CF zostaną odrobione z nawiązką i zgodnie z zaprezentowaną na poniższym wykresie ścieżką wskaźnik dług netto/EBITDA spadnie z obecnych 2,3x do 1,4x na koniec 2021 roku.

Wskaźnik dług netto/EBITDA w polskim sektorze energetycznym*

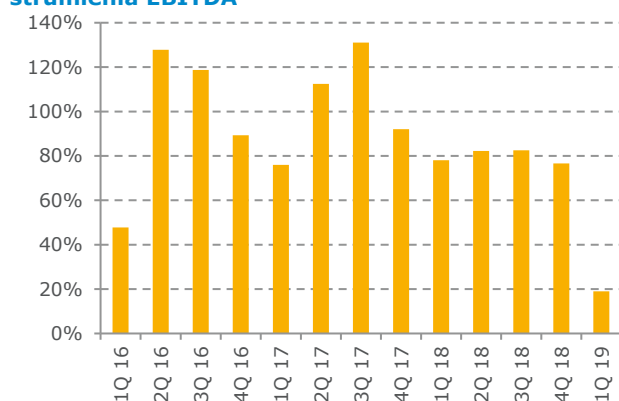


*Enea, Energa, PGE, Tauron

Źródło: Spółki, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Na poniższym wykresie staraliśmy się zobrazować jak bardzo niereprezentatywny, jeśli chodzi o generację gotówki z operacji, był początek tego roku, nawet jeśli uwzględnimy tradycyjne sezonowe wydatki na poczet umarzania w kwietniu uprawnień do emisji i świadectw pochodzenia energii (względnie opłaty przejściowej). Relacja OCF do skorygowanego zysku EBITDA spadła do zaledwie 20%, a w niektórych spółkach była nawet ujemna. Głównym obciążeniem był wzrost zapasów (0,65 mld PLN) związany z ciepłą zimą (węgiel) oraz uboczny efekt zamrożenia cen energii podnoszący saldo należności przy jednoczesnej konieczności zamykania pozycji zabezpieczających na TGE (spadek zobowiązań). To ostatnie zjawisko wraz ze standardowymi zwiększonymi płatnościami za capex finalizowany w 4Q, „kosztowało” sektor -1,7 mld PLN. Wraz z wdrożeniem modelu rekompensat znaczna część tej kwoty powinna być „odzyskana” w 2H’19. Poza tymi pozycjami, negatywny wpływ na CF w 1Q’19 miały też przesunięcia na płatnościach podatkowych (odchylenie od P&L na -0,25 mld PLN).

Przepływy z działalności operacyjnej w polskim sektorze energetycznym w relacji do skorygowanego strumienia EBITDA*



*Enea, Energa, PGE, Tauron

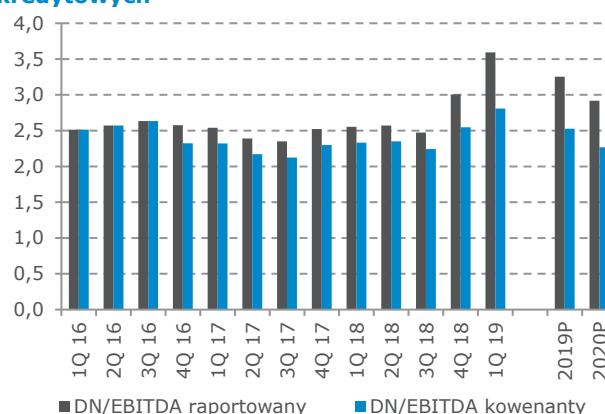
Źródło: Spółki, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Po stronie Capex też nie oczekujemy już większych zaskoczeń, a po 1Q’19 wykonanie naszej rocznej prognozy wynosi 30% (rok temu było to 29%). Nie można jednak wykluczyć przesunięcia części zakładanych płatności za końcówce w tym roku bloki w Opolu i Jaworznie na rok 2020.

Uwaga rynku skupiona na Tauronie

Ze względu na najwyższy poziom zadłużenia i zapadające w tym roku obligacje (transza 1,7 mld PLN) na cenzurowanym rynku jest w ostatnich miesiącach Tauron. Dodatkowo temperaturę podniosły ostatnie deklaracje Zarządu o chęci sprzedaży części aktywów. Inwestorzy reagują alergicznie na każde wspomnienie na temat kowenantów kredytowych. Przypominamy jednak, że aktualny poziom graniczny dla kredytów i obligacji to 3,5x, ale kalkulowane bez uwzględniania leasingów (0,63 mld PLN będących pochodną MSSF16) oraz podporządkowanych obligacji hybrydowych (1,96 mld PLN). Na koniec marca tak szacowany parametr wynosił 2,74x. Poniżej prezentujemy nasze prognozy zarówno dla raportowanego wskaźnika zadłużenia do EBITDA jak i tego liczonego wg klauzul kredytowych. Wynika z nich, że ryzyko przekroczenia kowenantów jest przez rynek przeszacowywane. Zrealizowanie się takiego scenariusza „wymagałoby” ceteris paribus wzrostu długu netto o 3,5 mld PLN, albo spadku EBITDA do 2,6 mld PLN z LTM liczonego na koniec marca na poziomie 3,3 mld PLN (nasza roczna prognoza dla bieżącego roku to 3,56 mld PLN).

Dług netto/EBITDA w Grupie Tauron: raportowany wskaźnik i skorygowany wskaźnik dla umów kredytowych



Źródło: Tauron, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Jeśli chodzi o zasygnalizowane opcje dezinvestycji to trudno na tym etapie przesądzać jaka może być skala wpływów na bilans i rachunek zysków i strat, ale poniżej prezentujemy nasze zgrubne szacunki lub dane bilansowe:

- **Segment ciepło:** Obszar ciepło generuje około 0,18 mld PLN rocznego strumienia EBITDA (bez JV TAMEH, który dodaje około ~50 mln PLN), co przy waluacji na poziomie 5,0x EV/EBITDA implikowałoby wartość transakcji na ~0,9 mld PLN (TAMEH jest wyceniany na bilansie na 0,59 mld PLN, tj. 13,6 P/E, ale trudno uznać to za osiągalny poziom przy ewentualnej sprzedaży).
- **EC Stalowa Wola:** Tauron posiada 50% udziałów w spółce celowej projektu, ale w wyniku umów pożyczki ECSW z PGNiG i BGK kapitał sponsorski Tauronu na 0,3 mld PLN został spłacony przez spółkę celową i obecnie Tauron posiada tylko należność pożyczki podporządkowanej od ECSW na kwotę 0,2 mld PLN.
- **Kopalnia Janina:** Opcja sprzedaży deficytowej kopalni to raczej kwestia dekonsolidacji części strat i nakładów inwestycyjnych, które dla całego segmentu szacujemy w tym roku odpowiednio na -121 mln PLN i 250 mln PLN.
- **Udziały w projekcie jądrowym:** Bilansowa wartość 10% udziałów to ~20 mln PLN plus udzielona pożyczka na 8 mln PLN.

Poglądowa wycena SOTP

Ostatnia przecena w polskim sektorze energetycznym, wywołana niepewnością wokół tematu zamrożenia cen energii, jeszcze bardziej uwydatniła dyskonto jakie rynek przykłada w wycenie Spółek. W celu zobrazowania skali tego teoretycznego niedowartościowania przedstawiamy poniżej uproszczoną kalkulację wyceny sumą części składowych, przy następujących założeniach.

- **Dystrybucja:** wartość segmentu dystrybucji przyjmujemy na poziomie WRA 2018 (w tabeli pokazujemy implikowany z tej metody wskaźnik EV/EBITDA).
- **Obrót:** wartość segmentu obrotu wyliczamy jako iloczyn EBITDA 2019-20 i mnożnika 5,0x, prezentując jednocześnie implikowany wskaźnik EV/MWh rocznej sprzedaży w EUR.
- **Dług netto:** dla lepszego odzwierciedlenia kończących się właśnie wysokich nakładów inwestycyjnych w sektorze przyjmujemy do kalkulacji dług netto na koniec roku 2020, pomniejszając go o prognozowane w tym okresie dywidendy.
- **Segment wytwarzania/wydobycia:** wycena segmentu wytwarzania jest różnicą pomiędzy rynkową wyceną spółek EV (bieżąca kapitalizacja i skorygowany dług netto 2020), a wartością segmentów dystrybucji i obrotu wyliczoną wg powyższej metodologii. Prezentujemy również implikowany wskaźnik EV/EBITDA dla zysków z roku 2020.

Uproszczona wycena sumą części składowych

	CEZ	ENA	ENG	PGE	TPE
Cena akcji	540,0	8,2	7,3	9,0	1,5
MCap	290 514	3 640	3 029	16 753	2 629
Dług netto 2020	142 348	5 273	6 070	9 951	11 583
Kapitały mniejszości	4 560	952	56	1 074	133
EV 2020	437 423	9 865	9 155	27 778	14 345
Dywidendy do 2020	46 739	0	0	763	0
Udziały w spółkach	6 151	0	0	0	0
Dystrybucja (WRA)	119 652	7 984	12 231	16 260	16 900
EBITDA 2019-20	20 144	1 143	1 685	2 441	2 516
wolumen w TWh	52,3	19,9	22,5	36,4	52,0
EV/EBITDA*	5,9	7,0	7,3	6,7	6,7
Segment obrotu	24 133	711	526	2 258	2 235
EBITDA 2019-20	4 827	142	105	452	447
EV/EBITDA	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
wolumen	37,6	20,5	19,8	40,4	34,5
wartość w EUR/MWh	25,2	8,1	6,2	13,0	15,1
Wytwarzanie	240 747	1 170	-3 602	8 496	-4 790
EBITDA 2020	37 262	2 092	371	4 889	994
EV/EBITDA 2020*	6,5	0,6	-9,7	1,7	-4,8

*wskaźnik implikowany z powyższego podejścia do wyceny SOTP
Źródło: szacunki Domu Maklerskiego mBanku

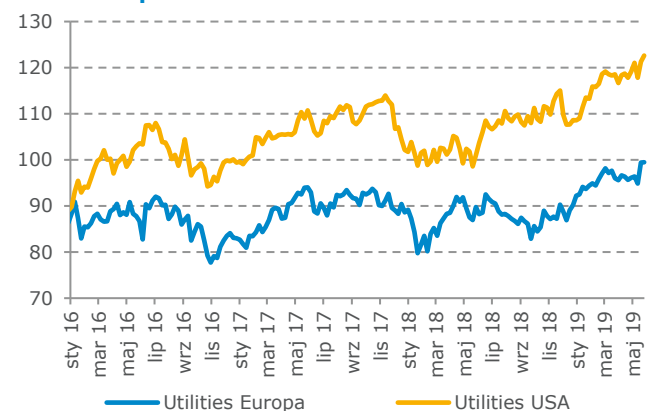
- **Wnioski:** Przeprowadzone kalkulacje wskazują, że tylko w przypadku CEZ implikowana wycena segmentu wytwarzania nie odbiega od rynkowych wskaźników, a nawet jest nieco zawyżona biorąc pod uwagę znaczący udział elektrowni węglowych w portfelu. Dla Enei i PGE rynek przykłada tylko symboliczną wartość (<2,0xEBITDA) mimo relatywnie „młodych” i zintegrowanych pionowo aktywów, które pozycjonują się wysoko w merit order (niski koszt zmiennej wytwarzania). Ekstremalnie wygląda wynik tego ćwiczenia w przypadku Energi i Tauronu (odpowiednio -

3,6 mld PLN i -4,8 mld PLN), gdzie inwestorzy przykładają wysokie ujemne wartości do ich portfela wytwórczego, mimo że w średnim terminie powinien on wciąż generować wysoki wynik EBITDA. Dodatkowo w obydwu koncernach w tej kategorii uwzględnione są przecież wciąż atrakcyjne aktywa z obszaru OZE (Energia) czy ciepłownictwa (Tauron).

Sektor energetyczny – bardzo dobry rok, ale nie dla WIG-Energia

Poziom korelacji indeksów spółek energetycznych na poszczególnych rynkach, pomimo znaczących różnic w regulacjach i wrażliwości na otoczenia makro, **pozostaje stosunkowo wysoki**. Oczywiście pojawiają się specyficzne ryzyka czy czynniki, które okresowo powodują rozejście się notowań pomiędzy USA a Europą, ale jak pokazuje poniższy wykres dość łatwo można wyodrębnić okresy, w których pojawia się globalny napływ/odpływ pieniądza portfelowego do sektora. **Ostatnie miesiące to właśnie idealna ilustracja wzmożonego zwiększania alokacji w spółkach energetycznych.**

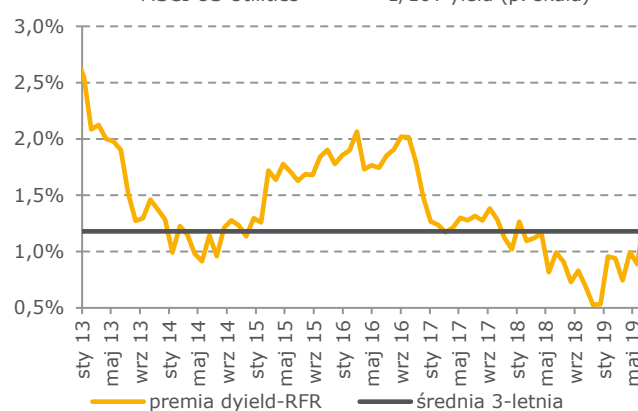
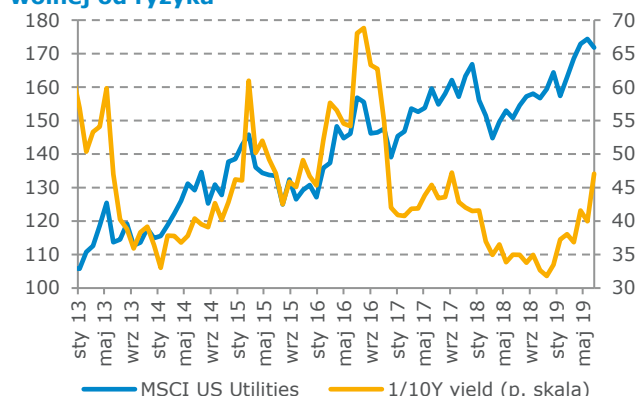
Znormalizowane indeksy spółek energetycznych w USA i Europie



Źródło: Bloomberg

Mocny sentyment na amerykańskich spółkach użyteczności publicznej jest modelową **konsekwencją momentum na rynkowych stopach procentowych**. Nie stanowi to zaskoczenia, gdyż historyczna korelacja pomiędzy rentownością obligacji, a notowaniami spółek energetycznych zawsze była wysoka. Wynika to oczywiście z atrakcyjności oferowanych przez sektor stóp dywidendy. Odwrócenie oczekiwań co do ścieżki stóp FED, znacząco zmieniła pozycjonowanie spółek oferujących stabilne dywidendy. Rentowność 10-latek amerykańskich od majowego szczytu spadła już o 100 bps do 2,1%, co musiało wywrzeć wpływ na notowania spółek energetycznych, tak by „dostosować” ich Dyield do oczekiwań rynku. Niemniej jednak **pomimo tych wzrostów MSCI US Utilities, aktualna premia na stopie dywidendy (vs. RFR) wzrosła w tym okresie powyżej 3-letniej średniej (1,3% vs 1,2%)**. Teoretycznie więc za wcześnie na stawianie tezy o zakończeniu tej hossy na sektorze (od lokalnego minimum w marcu +20%).

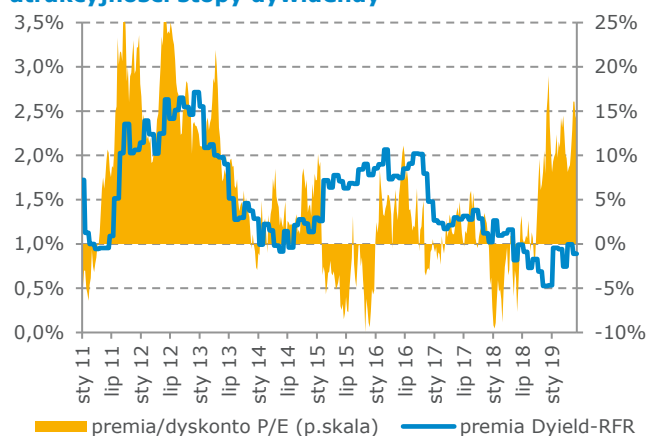
Indeks MSCI US Utilities na tle odwrotności rentowności 10-letnich obligacji skarbowych i premia sektorowej stopy dywidendy względem stopy wolnej od ryzyka



Źródło: Bloomberg, opracowanie Domu Maklerskiego mBanku

Słabsze zachowanie się szerokiego rynku akcji amerykańskich (obawy o konsekwencje wojny handlowej z Chinami) w zestawieniu ze wspomnianą poprawą sentymentu na energetyce zaowocowało pojawieniem się wyraźnej premii na wskaźniku P/E. Aktualnie wynosi ona ~15%, co koresponduje już z wyjątkowo mocnym okresem sektora użyteczności publicznej w latach 2011-13, choć oferowana premia na dywidendzie do stopy wolnej od ryzyka drastycznie odbiega od ówczesnych poziomów.

Premia/dyskonto S&P Utilities na wskaźniku P/E w relacji do szerokiego rynku na tle relatywnej atrakcyjności stopy dywidendy

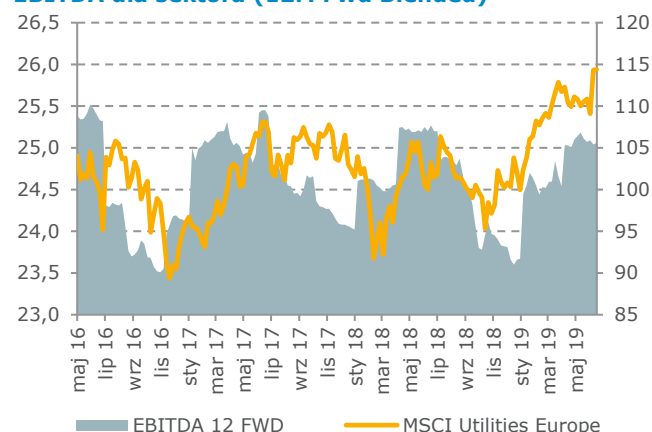


Źródło: Bloomberg, opracowanie Domu Maklerskiego mBanku

Jeśli chodzi o rynek europejski to długoterminowa odwrotna korelacja z rentownościami obligacji jest mniej oczywista niż w USA, z uwagi na mniej stabilne otoczenie regulacyjne związane z systemem ETS czy

dynamicznym rozwojem OZE (presja na ceny, promowanie energetyki rozproszonej). W związku z tym, w przeciwieństwie do rynku amerykańskiego, nieco mniejsze znaczenie dla wyceny spółek (premi/dyskonta do szerokiego rynku) ma poziom oferowanej premii w stopie dywidendy vs. stopa wolna od ryzyka. W kontekście obserwowanej w ostatnich latach dużej presji na rentowność sektora i deterioracji bilansów kluczowy wpływ na kształtowanie się sentymentu do sektora mają oczekiwania dotyczące przyszłych wyników finansowych. **Obecne momentum w prognozach EBITDA na kolejne 12 miesięcy jest pozytywne**, co jest pochodną korzystnych trendów na cenach energii i CO₂. Naszym zdaniem, ze względu na specyfikę polityki zabezpieczania generacji i dużą inercję zrealizowanej ceny sprzedaży energii w relacji do bieżących notowań, bieżący rok **to dopiero preludium do dłuższego okresu wzrostu wyników** w sektorze.

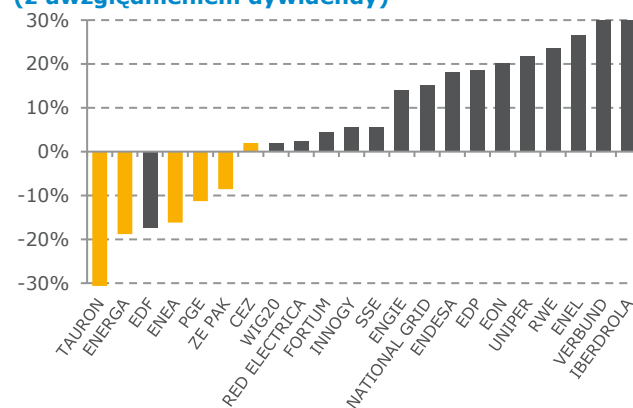
Indeks MSCI Utilities na tle kroczących prognoz EBITDA dla sektora (12M Fwd Blended)



Źródło: Bloomberg, opracowanie Domu Maklerskiego mBanku

Warto zwrócić uwagę, że beneficjentami poprawy sentymentu YTD są praktycznie wszystkie spółki z sektora, nie tylko te o niskim wskaźniku emisji, ale również te bardziej węglowe, co jest zrozumiałe w kontekście relatywnie wysokich CDS-ów.

Całkowity zwrot z akcji od początku 2019 roku (z uwzględnieniem dywidendy)

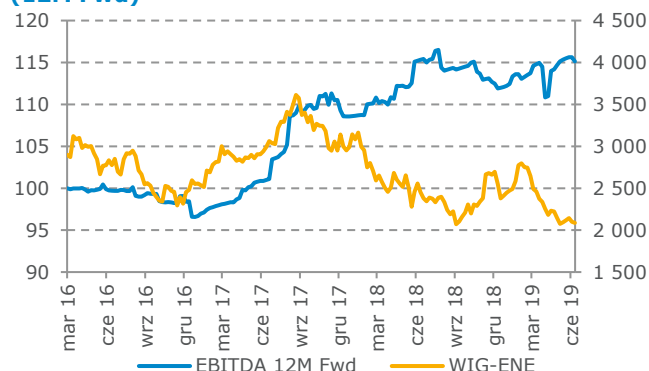


Źródło: Bloomberg

Polskie spółki energetyczne po bardzo słabym 2018 roku, mimo takiego sentymentu do sektora w Europie notują kolejne minima. Jest to przede wszystkim pochodną politycznego obciążenia sektora i sagi związanej z zamrożeniem cen energii, którego konsekwencji ustawodawca nie doszacował. W efekcie pojawiły się obawy o kondycję sektora w krótkim terminie (brak pokrycia

ewentualnych strat) oraz reperkusje długoterminowe dla rynku (sens istnienia giełdy energii i zabezpieczenia pozycji). Rynek dość nieufnie podchodzi też do proponowanych kolejnych aktualizacji ustawy i prób urealnienia tej koncepcji, szczególnie że nie wiadomo, jak rząd podejdzie do cen w roku 2020 (ceny hurtowe wyższe o kolejne 30 PLN/MWh). Ostatnia nowelizacja ustawy daje nadzieję na bardziej zdroworozsądkowe rozwiązania, szczególnie że cenniki na przyszły rok będą konstruowane już po wyborach. Jeśli to ryzyko zostanie zneutralizowane to WIG-Energia powinien odrobić dystans do europejskiej grupy porównawczej, tym bardziej że od strony wyników finansowych budują się bardzo obiecujące perspektywy (CAGR EBITDA 2018-21 sięgnie 12%). Podobnie sytuacja wygląda, jeśli chodzi o generowanie gotówki i siłę bilansów o czym pisaliśmy w jednym z poprzednich rozdziałów.

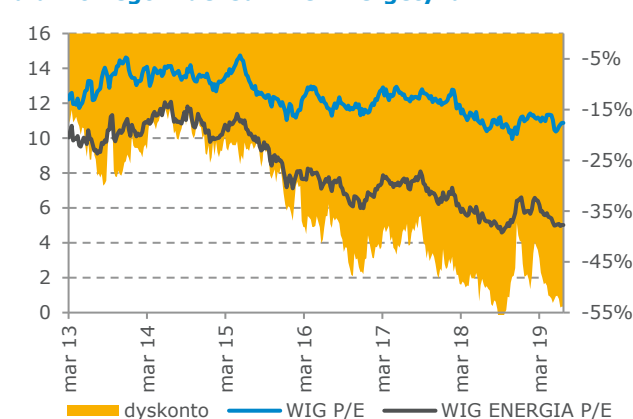
WIG Energia na tle kroczących prognoz EBITDA (12M Fwd)



Źródło: Bloomberg

Warto zwrócić uwagę na fakt, że dyskonto w wycenie spółek energetycznych rozszerzyło się nie tylko do Stoxx Utilities, ale również do lokalnego indeksu WIG. W naszej opinii rynek niesymetrycznie wycenia ryzyko polityczne w największych polskich spółkach kontrolowanych przez Skarb Państwa, nawet jeśli inne podmioty również podejmują decyzje wpisujące się bardziej strategię Rządu niż interes mniejszościowych akcjonariuszy. Ta sytuacja może ulec zmianie, gdyż nowa bardziej „mainstreamowa” polityka energetyczna (OZE, gaz), możliwe opóźnienie projektu atomowego czy transfer środków z funduszu modernizacyjnego na wsparcie inwestycji w sektorze powinny przynieść swego rodzaju „odwilż” w obciążeniu politycznym energetyki.

Relacja wskaźnika P/E dla szerokiego indeksu i branżowego indeksu WIG-Energetyka

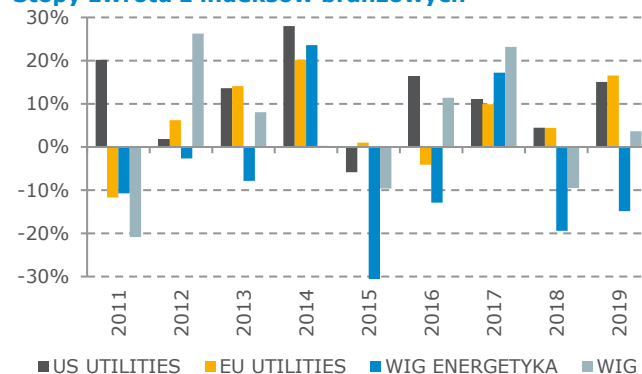


Źródło: Bloomberg, opracowanie Domu Maklerskiego mBanku

O skali de-ratingu sektora świadczy fakt, że na przestrzeni ostatnich 8 lat indeks WIG-Energetyka tylko 2 razy był

lepszy od szerokiego WIG-u i 1 raz wyprzedził benchmark MSCI EU Utilities. Skumulowana stopa zwrotu na WIG-Energia od połowy 2014 roku (5 lat) to -54% vs. WIG +13%). Wartość EV sektora w tym czasie spadła o 13%, a oczyszczony strumień EBITDA wzrósł o 8% (rok 2019 do 2013), a biorąc pod uwagę nasze oczekiwania dalszego wzrostu wyników w 2020-21 ta dynamika wyniesie odpowiednio +18% i +33%. Zmiana sentymentu może doprowadzić więc do znacznych wzrostów kursów akcji spółek, na wzór tego co wydarzyło się ostatnio na polskim sektorze telekomunikacyjnym, który był obciążony podobnymi obawami (capex, presja na FCF, brak wzrostu wyników).

Stopy zwrotu z indeksów branżowych



Źródło: Bloomberg, opracowanie Domu Maklerskiego mBanku

Jeśli chodzi o **aktualny poziom wyceny sektora na wskaźniku EV/EBITDA to nie jest ona wymagająca** i znajduje się około 15% poniżej 3-letniej średniej. Domknięcie tej luki, implikowałoby wzrost kapitalizacji giełdowej sektora o około 50%. Warto też mieć na uwadze, że rozszerzyło się też dyskonto w wycenie do europejskiej grupy porównawczej i sięga obecnie **ponad 50%** (tymczasem średnio za ostatnie 3-lata to odchylenie wyniosło 35%).

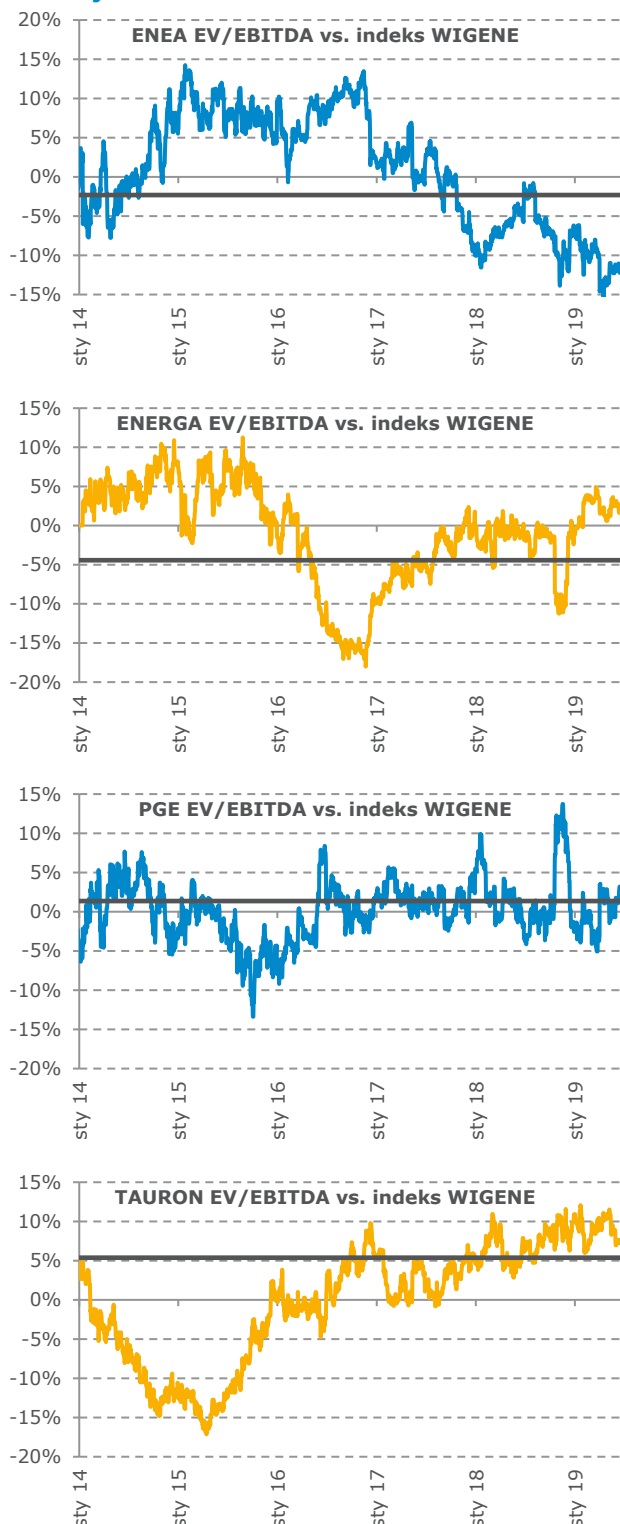
Średnia arytmetyczna wskaźnika EV/EBITDA (12M Fwd) dla ENA, ENG, PGE i TPE na tle 3-letniej średniej



Źródło: Bloomberg, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Analiza wskaźnika EV/EBITDA dla poszczególnych spółek nie wskazuje na znaczące odchylenia od średniej (poniższe wykresy), tak więc głównym motorem ewentualnego **wzrostu notowań powinna być ekspansja mnożnika dla całego sektora** i wspomniane pozytywne rewizje prognoz. Warto jedynie odnotować, że **Enea w kontraście do osiągniętych wyników zwiększyła w ostatnich miesiącach dyskonto** do lokalnej grupy porównawczej, na co trudno znaleźć racjonalne uzasadnienie (spółka powinna być teraz pierwszym wyborem w ramach sektora). Dziwić może też relatywna premia w wycenie Tauronu, który ma najbardziej dociążony bilans.

Premia/dyskonto do grupy porównawczej na wskaźniku EV/EBITDA (12M Fwd) na tle 3-letniej średniej

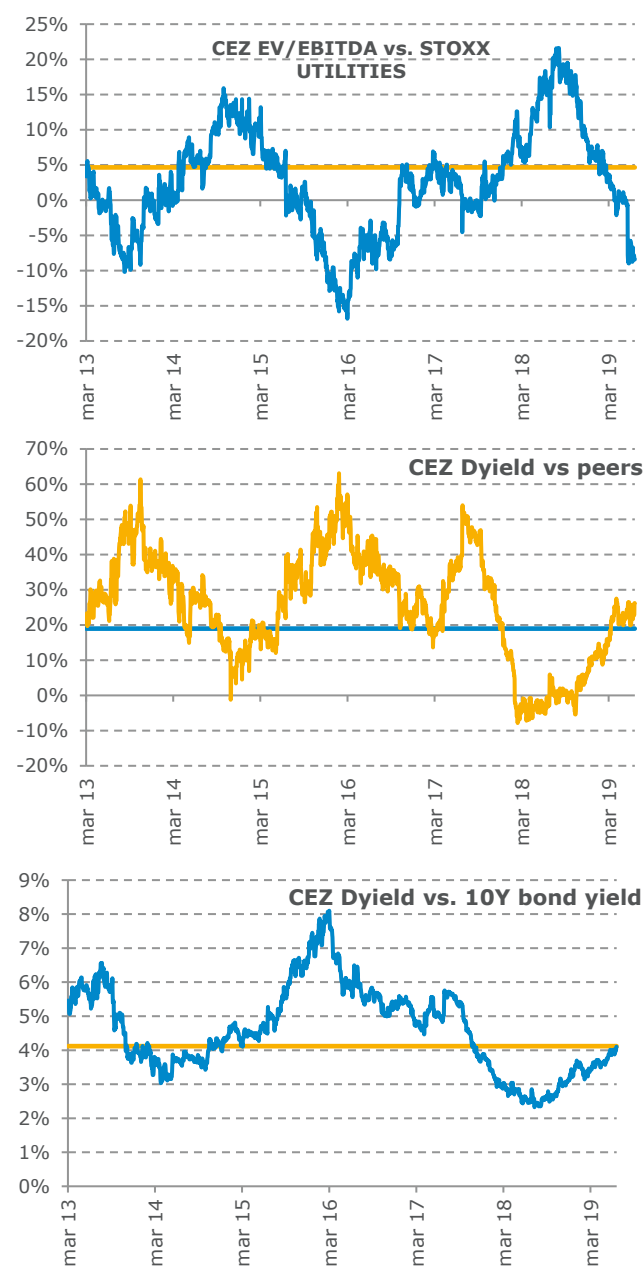


Źródło: Bloomberg, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

W przypadku CEZ tegoroczne zachowanie kursu również rozczarowuje, choć oczywiście nie ma takiego dramatu jak na polskiej energetyce. Niemniej jednak wyraźne odchylenie od Stoxx Utilities YTD mimo sprzyjających trendów na cenach energii i CO₂ może dziwić. Aktualnie czeski koncern notowany jest z 8% dyskontem na EV/EBITDA do europejskiego indeksu sektorowego podczas gdy w ostatnich 3 latach wyceniany był średnio z 5% premią.

Warto też odnotować, że dzięki poprawie wyników Spółka odbudowuje poziom DYield, zarówno w ujęciu bezwzględnym jak i relatywnie do stopowy wolnej od ryzyka czy DYield dla Stoxx Utilities (poniższe wykresy). Uważamy, że ten trend będzie utrzymany, szczególnie że Zarząd ostatnio potwierdził to aktualizacją polityki dywidendowej. Jeśli zgodnie z deklaracjami Spółki, projekt atomowy nie będzie infekował rentowności w przyszłych latach, a pierwsze większe wydatki pojawią się dopiero w perspektywie 5 lat, to naszym zdaniem CEZ powinien odzyskiwać dawną premię w wycenie.

Premia/dyskonto CEZ do indeksu Stoxx Utilities na wskaźniku EV/EBITDA (12M Fwd) na tle 3-letniej średniej

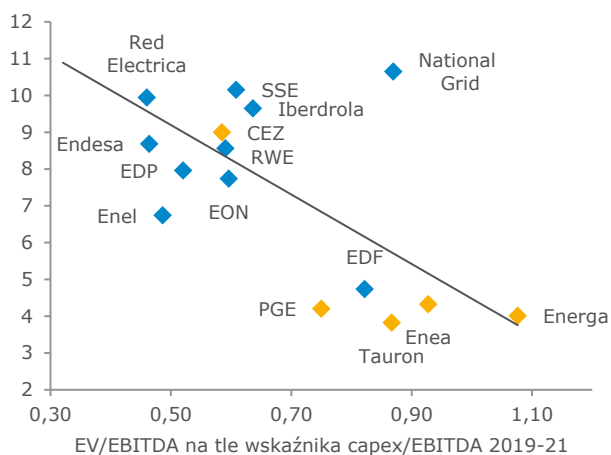


Źródło: Bloomberg, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Mapowanie wskaźników EV/EBITDA dla szerokiej europejskiej grupy porównawczej w zależności od profilu FCF, płaconej dywidendy czy tempa wzrostu zysków potwierdza intuicyjne korelacje i w większości przypadków dobrze tłumaczy różnice w wycenie koncernów energetycznych. Poniżej prezentujemy ilustrację graficzną

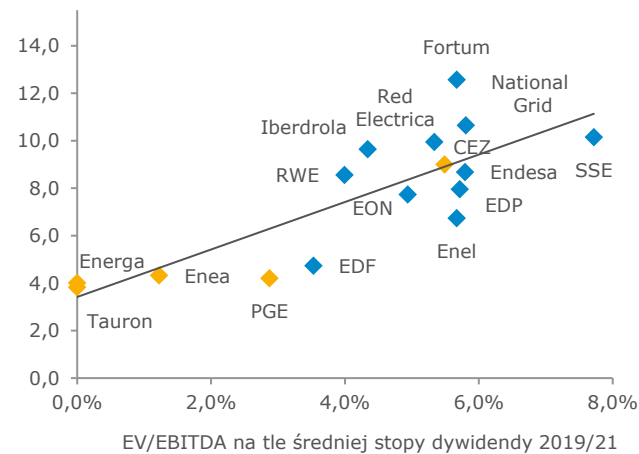
tych zależności. O ile jednak uzasadnienie samego dyskonta dla polskich spółek energetycznych nie podlega dyskusji, to już jego skala wydaje się nieadekwatna czego potwierdzeniem jest fakt, iż **w większości przypadków polskie spółki znajdują się poniżej krzywej regresji**. Na ten moment ministerstwo energii nie daje argumentów za twierdzeniem, iż interesy akcjonariuszy mniejszościowych będą bardziej respektowane, ale potencjał wynikający z takiego ewentualnego zwrotu dobrze ilustruje następująca kalkulacja: **polskie koncerny mogłyby przy obecnej ultra niskiej kapitalizacji dostarczyć DYield rzędu 5% wypłacając tylko 20% zysku netto, co zwiększyłoby zadłużenie netto sektora o zaledwie 4% (0,08x EBITDA)**. Ewidentnie więc brak transferu do akcjonariuszy nie ma wiele wspólnego z ograniczeniami bilansów spółek czy planami inwestycyjnymi i wynika tylko z decyzji politycznej, która może ewoluować (uruchomienie PPK, nowy fundusz rządowy zasilany dywidendami).

Regresja obrazująca zależność wskaźnika EV/EBITDA'19 od relacji skumulowanego CAPEX do strumienia EBITDA w latach 2019-21



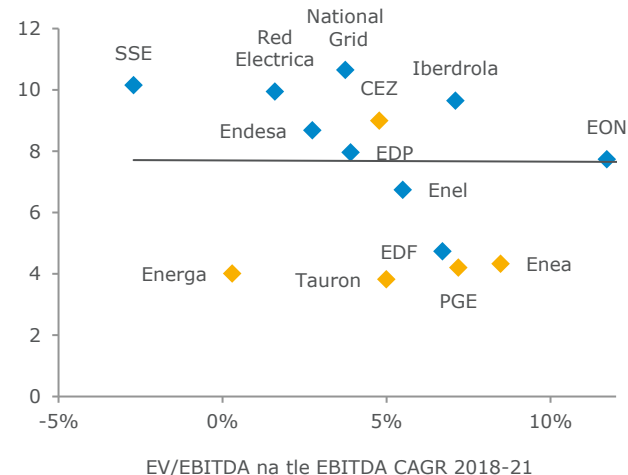
Źródło: Bloomberg, opracowanie Domu Maklerskiego mBanku

Regresja obrazująca zależność wskaźnika EV/EBITDA'19 od stopy dywidendy



Źródło: Bloomberg, opracowanie Domu Maklerskiego mBanku

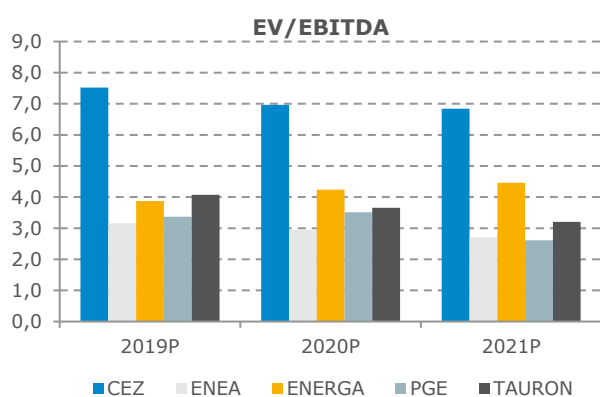
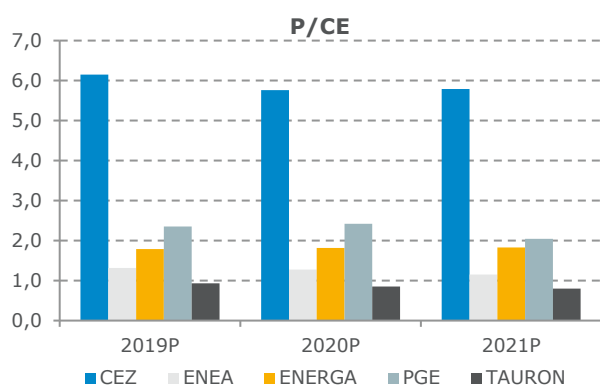
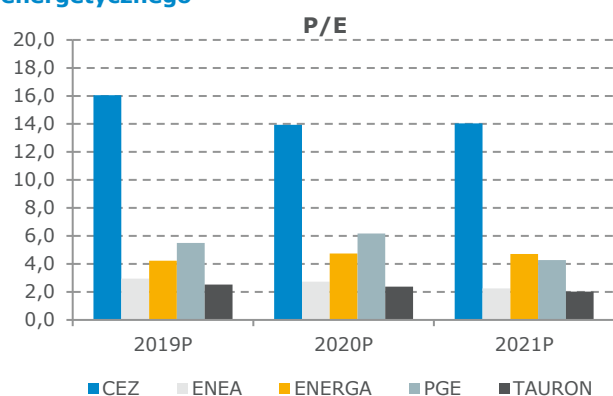
Regresja obrazująca zależność wskaźnika EV/EBITDA od oczekiwanego tempa wzrostu zysku EBITDA



Źródło: Bloomberg, opracowanie Domu Maklerskiego mBanku

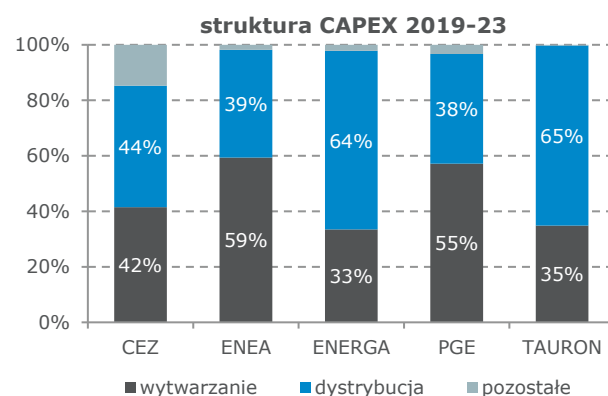
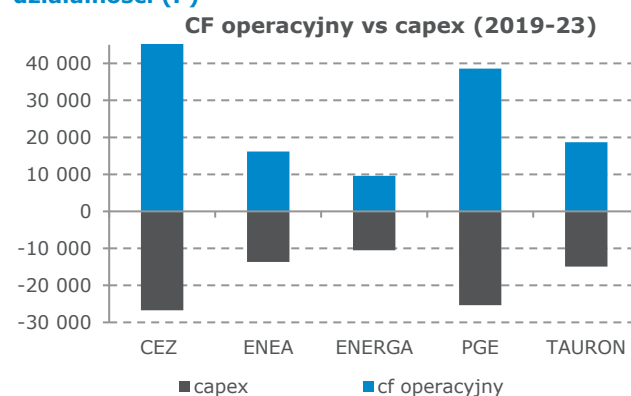
Analiza porównawcza – wykresy

Wskaźniki P/E, P/CE i EV/EBITDA dla spółek sektora energetycznego



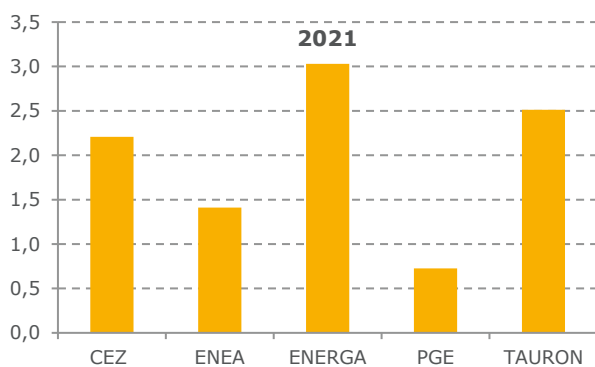
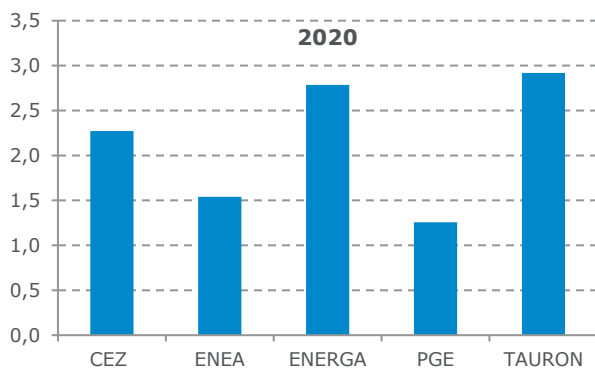
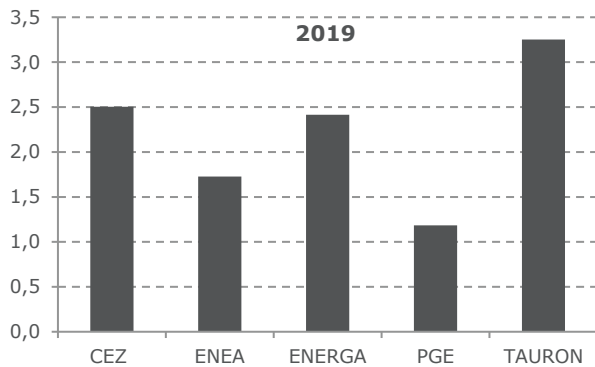
Źródło: spółki, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Prognozy nakładów inwestycyjnych na tle przepływów z działalności operacyjnej w latach 2019-23 w mln PLN (L) oraz struktura planowanych nakładów w latach 2019-23 wg segmentów działalności (P)



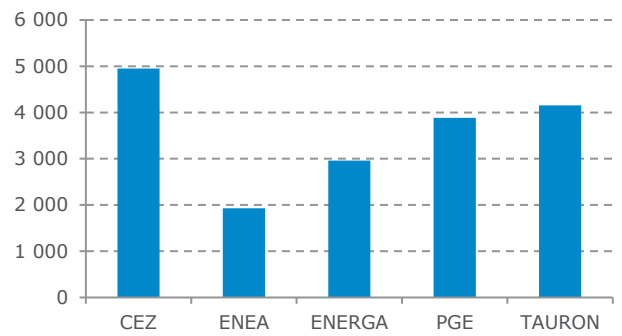
Źródło: spółki, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Prognoza zadłużenia netto względem strumienia EBITDA w latach 2019-21

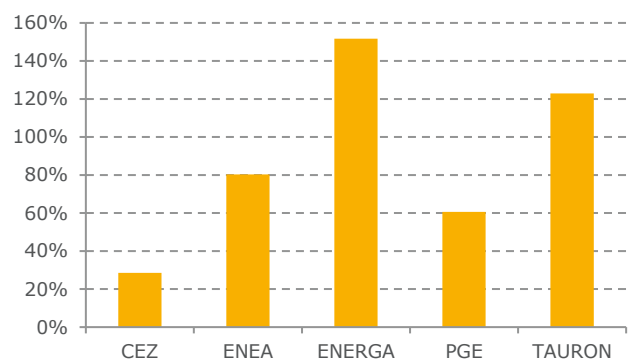


Źródło: spółki, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

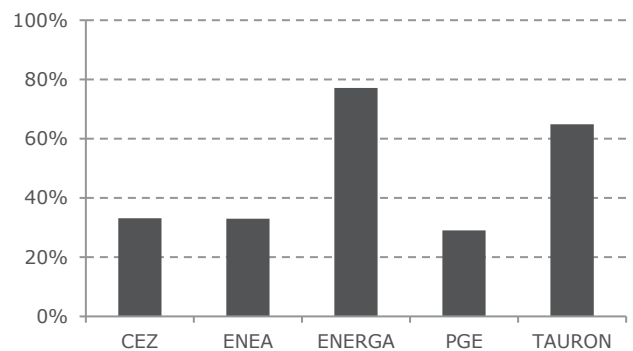
Wartość WRA (L), udział WRA dystrybucji w rynkowej wartości EV (Ś) vs. udział dystrybucji w strumieniu EBITDA dla okresu 2019-21 (P)



■ WRA w mln EUR



■ WRA/EV



■ udział dystrybucji w EBITDA

Źródło: spółki, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Prognozy Domu Maklerskiego mBanku na tle konsensusu

	EBITDA			Zysk netto			DPS (wyplacona w danym roku)		
	2019P	2020P	2021P	2019P	2020P	2021P	2019P	2020P	2021P
CEZ (CZK)									
DM mBanku	58 629	62 640	63 454	18 036	20 761	20 615	24,00	30,17	34,73
konsensus	58 449	62 387	61 908	18 091	21 353	19 121	28,75	32,60	29,92
różnica	0%	0%	2%	0%	-3%	8%	-17%	-7%	16%
Enea (PLN)									
DM mBanku	3 307	3 426	3 794	1 188	1 283	1 574	0,00	0,00	0,29
konsensus	3 050	3 255	3 780	1 046	1 164	1 537	0,00	0,00	0,15
różnica	8%	5%	0%	14%	10%	2%	-	-	194%
Energa (PLN)									
DM mBanku	2 165	2 179	2 211	734	654	660	0,00	0,00	0,00
konsensus	2 141	2 251	2 358	707	781	822	0,00	0,00	0,04
różnica	1%	-3%	-6%	4%	-16%	-20%	-	-	-
PGE (PLN)									
DM mBanku	6 999	7 925	9 468	2 107	2 722	3 926	0,00	0,41	0,36
konsensus	7 412	7 478	9 047	2 677	2 467	3 605	0,05	0,27	0,30
różnica	-6%	6%	5%	-21%	10%	9%	-	54%	21%
Tauron (PLN)									
DM mBanku	3 566	3 968	4 235	1 108	1 175	1 383	0,00	0,00	0,00
konsensus	3 544	3 763	4 322	1 074	1 093	1 482	0,00	0,01	0,06
różnica	1%	5%	-2%	3%	8%	-7%	-	-	-

Wyniki kwartalne spółek (skor. EBITDA) na tle oczekiwań

	3Q'15	4Q'15	1Q'16	2Q'16	3Q'16	4Q'16	1Q'17	2Q'17	3Q'17	4Q'17	1Q'18	2Q'18	3Q'18	4Q'18	1Q'19
CEZ	-5%	5%	12%	-10%	0%	10%	5%	-1%	-5%	10%	-2%	-10%	6%	-6%	-3%
ENEA	1%	0%	6%	12%	13%	13%	-1%	9%	-1%	-5%	4%	-6%	-4%	-10%	0%
ENERGA	0%	1%	8%	-10%	0%	-1%	1%	1%	1%	-8%	0%	2%	-14%	-11%	11%
PGE	1%	0%	-2%	0%	15%	-10%	0%	3%	0%	-1%	-1%	1%	-6%	-5%	-15%
TAURON	8%	4%	-2%	10%	0%	22%	9%	6%	2%	5%	0%	11%	3%	-3%	14%

Wyniki kwartalne spółek (skor. EBITDA) - zmiana r/r

	3Q'15	4Q'15	1Q'16	2Q'16	3Q'16	4Q'16	1Q'17	2Q'17	3Q'17	4Q'17	1Q'18	2Q'18	3Q'18	4Q'18	1Q'19
CEZ	-13%	-7%	4%	-20%	-14%	-13%	-8%	-9%	-12%	-16%	-5%	-21%	21%	-6%	10%
ENEA	72%	32%	25%	42%	46%	9%	8%	25%	2%	-11%	-5%	-12%	-3%	-19%	11%
ENERGA	-9%	1%	-5%	-3%	2%	-3%	-9%	10%	12%	-5%	6%	8%	-15%	-4%	-11%
PGE	16%	44%	-24%	-22%	-16%	-10%	20%	13%	2%	-9%	17%	6%	-4%	-8%	-13%
TAURON	1%	-4%	-13%	-20%	-11%	38%	15%	23%	-1%	-18%	4%	-5%	-8%	-20%	11%

wtorek, 25 czerwca 2019 | aktualizacja raportu

CEZ: akumuluj (podwyższona)

CEZ PW; CEZ.WA | Energetyka, Czechy

Dystans do nadrobienia do Stoxx Utilities

Kurs CEZ odkleił się w tym roku od europejskiej grupy porównawczej o ponad 20%, mimo że ryzyka związane z projektem atomowym raczej się zmniejszyły, a Spółka rozpoczęła cykl wzrostowy na wynikach po 9 latach spadków na linii EBITDA. Zapowiedziane poziomy nakładów inwestycyjnych (~30 mld CZK rocznie) w połączeniu z deklaracją dezinvestycji na rynkach zagranicznych (łącznie sprzedaż aktywów w Bułgarii, Rumunii, Turcji i Polsce mogłaby uwolnić co najmniej 30-40 mld CZK) i rezygnacją z akwizycji projektów OZE w Europie Zachodniej tworzy znaczną przestrzeń do wypłaty dywidendy zgodnie ze skorygowaną polityką w tym zakresie. Aplikując wyższe prognozy CO₂ do modelu, a co za tym idzie wyższe marże na „czystym” wytwarzaniu, podnosimy nasze długoterminowe prognozy dla Spółki i uwzględniamy wyższe mnożniki w wycenie porównawczej, czego efektem jest wzrost ceny docelowej o 6% do poziomu 597,8 CZK. Podnosimy nasze zalecenie inwestycyjne z trzymaj do akumuluj.

Odwroćcie długoterminowego trendu na wynikach

Po 9 latach spadków na EBITDA ten rok przynosi odwrócenie tej negatywnej tendencji, a w kolejnych oczekujemy kontynuacji poprawy wyników. Tegoroczna zrealizowana cena energii w wytwarzaniu powinna być wyższa r/r o ponad 5 EUR/MWh, a w perspektywie 2022 roku zwiększy się o kolejne 13 EUR/MWh, co jest wypadkową rynkowych trendów i prowadzonej polityki hedgingowej koncernu. Wyższe przychody na flocie bezemisyjnej z nawiązką skompensują brak darmowych uprawnień w elektrowniach węglowych, a dodatkowo Spółka powinna korzystać na przyroście WRA w dystrybucji.

Projekt atomowy wydaje się być „oswojony”

Po wcześniejszych, groźnych z punktu widzenia akcjonariuszy CEZ, wypowiedziach przedstawicieli czeskiego rządu na temat zaangażowania koncernu w projekt jądrowy, ostatnie komunikaty są raczej uspokajające. Ministerstwo przemysłu wydaje się podzielać zdanie Zarządu, co do konieczności wypracowania odpowiedniej konstrukcji finansowania projektu przed ogłoszeniem przetargu i to póki co obniża prawdopodobieństwo przeniesienia ryzyka biznesowego na CEZ. Poza tym realistyczny harmonogram zakłada rozpoczęcie budowy najwcześniej za 5 lat, a w perspektywie roku 2024 nakłady nie powinny przekroczyć 100 mln EUR.

Dawno nie widziane dyskonto do grupy porównawczej

W ujęciu YTD akcje CEZ pozostają w tyle za europejską grupą porównawczą już ponad 20 punktów procentowych, co jest sporym zaskoczeniem w kontekście wrażliwości Spółki na ceny energii i CO₂. Aktualnie czeski koncern notowany jest z 8% dyskontem na EV/EBITDA do benchmarku, podczas gdy w ostatnich 3 latach odchyłał się na plus o co najmniej 5%. Warto też odnotować, że dzięki poprawie wyników Spółka odbudowuje poziom DYield, zarówno w ujęciu bezwzględny jak i relatywnie do stopowy wolnej od ryzyka czy DYield dla Stoxx Utilities. W naszym bazowym scenariuszu stopa dywidendy przy założeniu 90% wypłaty z zysku (nowa polityka dywidendowa zakłada payout 80-100%) znów przekroczy 6% w roku 2021.

(mln CZK)	2017	2018	2019P	2020P	2021P
Przychody	205 092	184 486	205 365	223 463	234 528
EBITDA	55 155	49 664	58 629	62 640	63 454
marża EBITDA	26,9%	26,9%	28,5%	28,0%	27,1%
EBIT	25 620	19 759	29 601	33 151	34 076
Zysk netto	18 765	10 327	18 036	20 761	20 614
P/E	15,6	28,3	16,2	14,1	14,2
P/CE	6,1	7,3	6,2	5,8	5,9
P/BV	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
EV/EBITDA	8,0	9,0	7,7	7,1	7,0
DPS	33,0	32,7	24,0	30,2	34,7
DYield	6,0%	6,0%	4,4%	5,5%	6,4%

Cena bieżąca	544,00 CZK
Cena docelowa	597,80 CZK
Kapitalizacja	292,7 mld CZK
Free float	88,4 mld CZK
Średni dzienny obrót (3 m-ce)	275,4 mln CZK

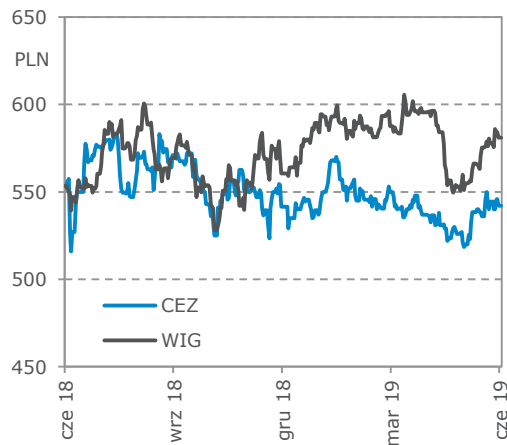
Struktura akcjonariatu

Republika Czeska	69,78%
Pozostali akcjonariusze	30,22%

Profil spółki

CEZ jest największym producentem energii w Czechach (58,8 TWh i 67% rynku) i największym jej dystrybutorem (65% rynku) i sprzedawcą (28% rynku). Posiada także aktywa produkcyjne w Polsce oraz prowadzi działalność dystrybucyjną w Bułgarii (28% rynku) i Rumunii (12% rynku), gdzie uruchomiła również 2 duże farmy wiatrowe. Poprzez akwizycję Spółka zbudowała ekspozycję na rynek turecki (3% udział w dystrybucji energii). W ostatnim czasie CEZ rozwija także swoją obecność w Europie Zachodniej w obszarze OZE (projekty wiatrowe w Niemczech i Francji).

Kurs akcji CEZ na tle WIG



Spółka	Cena docelowa		Rekomendacja	
	nowa	stara	nowa	stara

CEZ (CZK)	597,80	565,50	akumuluj	trzymaj
-----------	--------	--------	----------	---------

Spółka	Cena bieżąca	Cena docelowa		Potencjał zmiany
		nowa	stara	

CEZ (CZK)	544,00		597,80	+9,9%
-----------	--------	--	--------	-------

Zmiana prognoz od ostatniego raportu	2019P	2020P	2021P
EBITDA	+0,6%	+4,6%	+2,6%
Zysk netto	+1,5%	+11,9%	+6,8%
Energia (EUR/MWh)	+0,9%	+3,0%	+4,6%
EUR/CZK	+0,0%	+0,0%	+0,0%
CO ₂ (EUR/t)	+20,0%	+20,0%	+20,0%

Analityk:

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

Wycena

Wartość spółki CEZ szacujemy na podstawie modelu DCF i wyceny porównawczej. Cenę docelową akcji CEZ szacujemy w perspektywie 9 m-cy na poziomie 597,8 CZK.

	waga	cena (CZK)	cena (PLN)
Wycena porównawcza	50%	466,4	74,6
Wycena DCF	50%	666,1	106,6
cena wynikowa		566,3	90,6
cena docelowa za 9 m-cy		597,8	95,7

Wycena DCF

Założenia modelu DCF:

- Przepływy pieniężne dyskontujemy na koniec czerwca 2019 r. Przy ustalaniu wartości firmy uwzględniamy kapitały mniejszości oraz dług netto na koniec 2018 roku oraz rezerwy bilansowe na zamknięcie elektrowni jądrowych. Uwzględniamy też efekt MSSF16 (leasing na 5 mld CZK).
- W wycenie bierzemy pod uwagę wartość udziałów w spółkach konsolidowanych metodą praw własności.
- W modelu uwzględniamy przedstawione poniżej założenia makroekonomiczne i operacyjne.
- Po roku 2028 zakładamy wzrost FCF na poziomie 2%. Ponadto przyjmujemy stopę wolną od ryzyka na poziomie 2,5%, a współczynnik beta na poziomie 1,0.

Dodatkowe założenia:

	2018	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P
Wolumen produkcji energii w TWh	62,9	64,2	64,3	64,3	64,3	64,2	63,9	63,1	62,1	62,1	62,1
energia atomowa	29,9	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4
węgiel brunatny	24,4	25,0	25,0	25,0	25,0	24,9	24,6	23,8	22,8	22,8	22,8
węgiel kamienny	2,6	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
gaz	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
woda	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
wiatr	1,4	1,6	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
pozostałe	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Wolumen sprzedaży energii w TWh	37,6	37,9	38,2	38,5	38,8	39,1	39,4	39,7	40,0	40,3	40,6
Wolumen dystrybucji energii w TWh	52,3	52,6	52,9	53,1	53,4	53,7	53,9	54,2	54,5	54,8	55,0
Cena terminowa energii w EUR/MWh (1Y)	44,2	47,9	50,0	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8
Cena certyfikatu CO ₂ w EUR/t	16,2	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0
EUR/CZK	25,6	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7
USD/CZK	21,7	22,6	22,6	22,6	22,6	22,6	22,6	22,6	22,6	22,6	22,6

Model DCF

(mln CZK)	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P	2028+
Przychody ze sprzedaży	205 365	223 463	234 528	245 413	249 102	249 684	249 536	249 174	250 252	251 339	251 339
zmiana	11,3%	8,8%	5,0%	4,6%	1,5%	0,2%	-0,1%	-0,1%	0,4%	0,4%	0,0%
EBITDA*	62 756	66 871	67 791	71 177	71 588	71 622	72 069	72 467	73 129	73 777	73 777
marża EBITDA	30,6%	29,9%	28,9%	29,0%	28,7%	28,7%	28,9%	29,1%	29,2%	29,4%	29,4%
Amortyzacja*	33 155	33 720	33 715	34 354	33 814	33 929	34 283	34 837	35 565	36 433	36 990
EBIT	29 601	33 151	34 076	36 823	37 774	37 693	37 786	37 630	37 564	37 345	36 787
marża EBIT	14,4%	14,8%	14,5%	15,0%	15,2%	15,1%	15,1%	15,1%	15,0%	14,9%	14,6%
Opodatkowanie EBIT	5 624	6 299	6 473	6 994	7 174	7 158	7 174	7 144	7 130	7 087	6 990
NOPLAT	23 977	26 853	27 602	29 829	30 600	30 535	30 612	30 486	30 434	30 257	29 798
CAPEX*	-33 136	-33 606	-33 218	-33 499	-34 786	-36 078	-36 376	-36 680	-36 990	-37 307	-36 990
Kapitał obrotowy	-222	-192	-118	-116	-39	-6	2	4	-11	-12	-12
Inwestycje kapitałowe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FCF	23 774	26 774	27 982	30 568	29 589	28 380	28 520	28 647	28 997	29 372	29 786
WACC	5,7%	5,8%	5,8%	5,9%	5,9%	5,9%	5,9%	5,9%	5,9%	6,0%	6,8%
współczynnik dyskonta	97,3%	91,9%	86,9%	82,1%	77,5%	73,2%	69,1%	65,2%	61,6%	58,1%	58,1%
PV FCF	23 121	24 615	24 313	25 089	22 935	20 772	19 710	18 691	17 858	17 072	
WACC	5,7%	5,8%	5,8%	5,9%	5,9%	5,9%	5,9%	5,9%	5,9%	6,0%	6,8%
Koszt długu	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%
Stopa wolna od ryzyka	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
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	38,0%	36,8%	36,2%	35,1%	34,5%	34,3%	34,1%	33,8%	33,5%	33,1%	15,0%
Koszt kapitału własnego	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%
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	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

Wzrost FCF po okresie prognozy	2,0%
Wartość rezydualna (TV)	620 509
Zdyskontowana wartość rezydualna (PV TV)	360 669
Zdyskontowana wartość FCF w okresie prognozy	214 177
Wartość firmy (EV)	574 846
Dług netto 2018+ leasing MSSF16	156 717
Udziałowcy mniejszościowi	4 560
Wartość firmy	413 569
Udziały w spółkach konsolidowanych metodą praw własności	6 151
Rezerwy na wycofanie elektrowni jądrowych	61 363
Liczba akcji (mln)	537,99
Wartość firmy na akcję (CZK)	666,1
9-miesięczny koszt kapitału własnego	5,6%
Cena docelowa (CZK)	703,2
Cena docelowa (PLN)	112,5
EV/EBITDA('19) dla ceny docelowej	10,1
P/E('19) dla ceny docelowej	21,0
Udział TV w EV	63%

*pozycje uwzględniają nakłady i amortyzację na paliwo nuklearne

Analiza wrażliwości

	Wzrost FCF w nieskończoności				
	0,0%	1,0%	2,0%	3,0%	4,0%
WACC +1,0 p.p.	431,0	495,1	581,2	703,2	889,5
WACC +0,5 p.p.	460,9	534,7	636,5	785,5	1 024,9
WACC	495,1	581,2	703,2	889,5	1 208,7
WACC -0,5 p.p.	534,7	636,5	785,5	1 024,9	1 472,5
WACC -1,0 p.p.	581,2	703,2	889,5	1 208,7	1 882,7

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

czy też obszarze OZE. W zestawieniu znajdują się podmioty zagraniczne oraz polskie, 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.

Analiza porównawcza

	Cena	P/E				EV/EBITDA				Dywid 2019-21
		2018	2019P	2020P	2021P	2018	2019P	2020P	2021P	
EDF	11,09	15,5	16,2	12,2	11,1	5,1	4,9	4,6	4,5	3,8%
EDP	3,37	15,8	15,4	14,0	13,3	9,1	8,7	7,9	7,9	5,8%
ENDESA	23,71	17,4	16,6	16,3	15,9	8,8	8,7	8,6	8,5	5,8%
ENEL	6,23	15,5	13,3	12,2	11,6	7,4	7,1	6,8	6,5	5,7%
EON	9,77	14,7	14,1	13,5	12,8	8,2	7,7	7,7	7,1	5,1%
INNOGY	41,72	21,9	27,2	24,8	21,6	9,9	10,7	10,5	10,0	3,2%
RWE	21,92	21,2	21,6	12,5	9,7	15,5	15,6	7,8	7,2	4,3%
ENEA	8,53	5,5	3,2	2,9	2,4	4,4	3,2	3,0	2,7	1,1%
ENERGA	7,33	4,1	4,1	4,6	4,6	4,0	3,8	4,2	4,4	0,0%
PGE	9,00	10,5	8,0	6,2	4,3	4,2	3,9	3,5	2,6	2,9%
TAURON	1,57	13,3	2,5	2,3	2,0	3,9	4,1	3,6	3,2	0,0%
Maksimum		21,9	27,2	24,8	21,6	15,5	15,6	10,5	10,0	5,8%
Minimum		4,1	2,5	2,3	2,0	3,9	3,2	3,0	2,6	0,0%
Mediana		15,5	14,1	12,2	11,1	7,4	7,1	6,8	6,5	3,8%
CEZ	544,00	28,3	16,2	14,1	14,2	9,0	7,6	7,0	6,9	5,4%
(premia / dyskonto) do mediany		83,0%	15,3%	15,3%	28,5%	21,8%	7,2%	3,9%	6,5%	42,5%
Implikowana wycena										
Mediana		15,5	14,1	12,2	11,1	7,4	7,1	6,8	6,5	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 CEZ (CZK)		466,4								

Rachunek wyników

(mln CZK)	2016	2017	2018	2019P	2020P	2021P	2022P
Przychody ze sprzedaży	203 744	205 092	184 486	205 365	223 463	234 528	245 413
zmiana	-3,1%	0,7%	-10,0%	11,3%	8,8%	5,0%	4,6%
EBITDA, w tym	58 206	55 155	49 664	58 629	62 640	63 454	66 732
Wytwarzanie konwencjonalne	22 001	19 062	16 659	24 216	26 743	26 817	29 854
Wydobycie	4 413	4 056	3 754	3 931	3 928	3 897	3 951
OZE	3 402	4 988	3 247	3 935	4 122	4 222	4 322
Dystrybucja	20 386	19 067	19 771	19 899	20 390	20 886	20 801
Sprzedaż	5 489	4 613	4 317	4 665	4 989	5 013	5 037
Pozostałe i konsolidacja	2 515	3 369	1 916	1 983	2 469	2 620	2 768
EBIT	26 114	25 620	19 759	29 601	33 151	34 076	36 823
zmiana	-9,8%	-1,9%	-22,9%	49,8%	12,0%	2,8%	8,1%
marża EBIT	12,8%	12,5%	10,7%	14,4%	14,8%	14,5%	15,0%
Wynik na działalności finansowej	-6 786	-2 867	-6 242	-7 104	-7 255	-8 363	-8 742
Podatek od uprawnień CO2	0	0	0	0	0	0	0
Zysk brutto	19 328	22 753	13 517	22 497	25 896	25 712	28 081
Podatek dochodowy	4 753	3 794	3 017	4 274	4 920	4 886	5 336
Udziałowcy mniejszościowi	294	194	173	186	215	213	233
Zysk netto	14 281	18 765	10 327	18 036	20 761	20 614	22 512
zmiana	-31,1%	31,4%	-45,0%	74,6%	15,1%	-0,7%	9,2%
marża	7,0%	9,1%	5,6%	8,8%	9,3%	8,8%	9,2%
Amortyzacja	32 092	29 535	29 905	29 028	29 489	29 379	29 909
EBITDA	58 206	55 155	49 664	58 629	62 640	63 454	66 732
zmiana	-10,8%	-5,2%	-10,0%	18,1%	6,8%	1,3%	5,2%
marża EBITDA	28,6%	26,9%	26,9%	28,5%	28,0%	27,1%	27,2%
Liczba akcji na koniec roku (mln)	538,0	538,0	538,0	538,0	538,0	538,0	538,0
EPS	26,5	34,9	19,2	33,5	38,6	38,3	41,8
CEPS	86,2	89,8	74,8	87,5	93,4	92,9	97,4
ROAE	5,4%	7,4%	4,3%	7,6%	8,6%	8,4%	9,1%
ROAA	2,3%	3,0%	1,6%	2,5%	2,8%	2,7%	2,9%

Bilans

(mln CZK)	2016	2017	2018	2019P	2020P	2021P	2022P
AKTYWA	630 841	623 906	707 443	733 310	751 304	761 878	771 914
Majątek trwały	489 254	487 953	480 447	485 424	485 310	484 813	483 958
Rzeczowe aktywa trwałe	412 003	412 801	401 481	406 640	406 822	406 711	406 370
Wartości niematerialne i prawne	21 983	26 804	31 127	30 540	29 944	29 362	28 761
Udziały w innych podmiotach	5 309	3 520	3 361	3 361	3 361	3 361	3 361
Pozostałe aktywa trwałe	49 959	44 828	44 478	44 882	45 183	45 379	45 466
Majątek obrotowy	141 587	135 953	226 996	247 886	265 994	277 065	287 956
Zapasy	8 516	9 346	9 803	10 912	11 874	12 462	13 040
Należności krótkoterminowe	56 331	50 559	72 234	80 409	87 495	91 828	96 090
Pozostałe aktywa obrotowe	65 410	63 425	135 714	146 273	155 426	161 023	166 528
Środki pieniężne i ich ekwiwalent	11 330	12 623	9 245	10 291	11 198	11 753	12 298
PASYWA	630 841	623 906	707 443	733 310	751 304	761 878	771 914
Kapitał własny	256 812	250 018	234 721	239 846	244 375	246 304	250 266
Kapitał akcyjny	53 799	53 799	53 799	53 799	53 799	53 799	53 799
Pozostałe kapitały własne	203 013	196 219	180 922	186 047	190 576	192 505	196 467
Kapitał mniejszości	4 548	4 304	4 560	4 560	4 560	4 560	4 560
Zobowiązania długoterminowe	240 041	241 603	250 022	251 588	248 452	246 900	243 223
Pożyczki i kredyty	142 265	132 475	142 440	139 010	135 874	134 322	130 645
Pozostałe	97 776	109 128	107 582	112 578	112 578	112 578	112 578
Zobowiązania krótkoterminowe	129 440	127 981	218 140	237 316	253 917	264 114	273 865
Pożyczki i kredyty	25 551	21 832	18 526	18 080	17 672	17 470	16 992
Zobowiązania handlowe	80 516	48 087	63 093	70 233	76 423	80 207	83 930
Pozostałe	23 373	58 062	136 521	149 003	159 822	166 437	172 944
Dług	167 816	154 307	160 966	162 086	158 542	156 788	152 633
Dług netto	140 886	141 684	151 721	151 794	147 344	145 035	140 335
(Dług netto / Kapitał własny)	54,9%	56,7%	64,6%	63,3%	60,3%	58,9%	56,1%
(Dług netto / EBITDA)	2,4	2,6	3,1	2,6	2,4	2,3	2,1
BVPS	477,4	464,7	436,3	445,8	454,2	457,8	465,2

Przepływy pieniężne

(mln CZK)	2016	2017	2018	2019P	2020P	2021P	2022P
Przepływy operacyjne	48 953	45 812	35 351	57 352	60 853	61 904	64 842
Zysk netto	14 281	18 765	10 327	18 036	20 761	20 615	22 514
Amortyzacja	28 978	29 305	28 139	29 028	29 489	29 379	29 909
Kapitał obrotowy	-9 295	355	-7 554	-2 144	-1 858	-1 136	-1 118
Pozostałe	14 989	-2 613	4 439	12 432	12 461	13 047	13 536
Przepływy inwestycyjne	-34 571	-20 212	-25 901	-33 136	-33 606	-33 218	-33 499
CAPEX	-35 553	-30 688	-26 018	-33 136	-33 606	-33 218	-33 499
Pozostałe	982	10 476	117	0	0	0	0
Przepływy finansowe	-16 540	-24 107	-12 695	-23 170	-26 340	-28 131	-30 797
Emisja akcji	0	0	0	0	0	0	0
Dług	5 480	-6 150	5 235	-3 876	-3 543	-1 754	-4 155
Dywidenda (buy-back)	-21 325	-17 618	-17 596	-12 911	-16 232	-18 685	-18 553
Pozostałe	-695	-339	-334	-6 383	-6 564	-7 692	-8 089
Zmiana stanu środków pieniężnych	-2 152	1 293	-3 378	1 046	907	554	545
Środki pieniężne na koniec okresu	11 330	12 623	9 245	10 291	11 198	11 753	12 298
DPS (CZK)	40,0	33,0	32,7	24,0	30,2	34,7	34,5
FCF	8 605	21 028	13 075	19 074	22 255	24 214	26 779
(CAPEX / Przychody ze sprzedaży)	17,4%	15,0%	14,1%	16,1%	15,0%	14,2%	13,7%

Wskaźniki rynkowe

	2016	2017	2018	2019P	2020P	2021P	2022P
P/E	20,5	15,6	28,3	16,2	14,1	14,2	13,0
P/CE	6,3	6,1	7,3	6,2	5,8	5,9	5,6
P/BV	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
P/S	1,4	1,4	1,6	1,4	1,3	1,2	1,2
FCF/EV	2,0%	4,8%	2,9%	4,2%	5,0%	5,5%	6,1%
EV/EBITDA	7,5	8,0	9,0	7,7	7,1	7,0	6,6
EV/EBIT	16,8	17,1	22,7	15,2	13,4	13,0	11,9
EV/S	2,2	2,1	2,4	2,2	2,0	1,9	1,8
DYield	7,3%	6,0%	6,0%	4,4%	5,5%	6,4%	6,3%

Cena (CZK)	544,0						
Liczba akcji na koniec roku (mln)	538,0	538,0	538,0	538,0	538,0	538,0	538,0
MC (mln CZK)	292 666	292 666	292 666	292 666	292 666	292 666	292 666
Kapitał udziałowców mniej. (mln CZK)	4 548	4 304	4 560	4 560	4 560	4 560	4 560
EV (mln CZK)	438 100	438 654	448 947	449 021	444 571	442 262	437 561

wtorek, 25 czerwca 2019 | aktualizacja raportu

Enea: kupuj (podtrzymana)

ENA PW; ENAE.WA | Energetyka, Polska

Najmocniejsze momentum wyników w sektorze

Enea w teorii stanowi najlepszą ekspozycję na rozszerzenie modelowej marży na generacji węglowej w Polsce, a tymczasem w ujęciu YTD okazała się jedną z najgorszych inwestycji w sektorze. Na bazie wskaźnika EV/EBITDA'19-20 Spółka jest wyceniana z 20% dyskontem do najbliższych konkurentów, co trudno racjonalnie wytłumaczyć, szczególnie biorąc pod uwagę momentum wyników (potwierdzenie iż problemy z rentownością w 2018 były przejściowe), perspektywę FCF (FCFE yield w kolejnych 3 latach >9%) i relatywnie niższą emisyjność floty wytwórczej (0,8t/MWh). Siła bilansu predestynuje Eneę do powrotu do płacenia dywidend, tym bardziej że decyzja o transferze do akcjonariuszy zapadła ostatnio w zależnej LWB. Podtrzymujemy rekomendację z kupuj z nieznacznie niższą ceną docelową na poziomie 12,41 PLN (efekt konserwatywnego uwzględnienia w długi netto użytkowania wieczystego zgodnie z MSSF16).

Rok 2019 potwierdza, iż 2018 był wypadkiem przy pracy

W ubiegłym roku Enea rozczarowała wynikami wytwarzania i wydobycia, ale było to pochodną zdarzeń o charakterze jednorazowym (problem z dyspozycyjnością bloków, 250 mln PLN straty na optymalizacji portfela, rekordowo niskie uzyski w Bogdanie). Rezultaty 1Q'19 potwierdzają, że w tym roku można oczekiwać odzwierciedlenia zarówno modelowych marż w generacji (średni CDS na starych blokach +19 PLN/MWh+, a na bloku 11 nawet +33 PLN/MWh), jak i wyższych cen węgla (+11%), szczególnie że w pierwszym kwartale LWB zaraportowała poprawę uzysków +8 p.p. i 20% wzrost wolumenów produkcji netto. Dodatkowo Grupa poprawia rentowność na bloku biomasowym w Połańcu (wysokie ceny energii i zielonych certyfikatów). Perspektywy na kolejne lata również wyglądają obiecująco, zarówno ze względu na poprawę CDS dla bloku 11, jak i pełną dyspozycyjność bloków 500 MW oraz uruchomienie płatności mocyowych (przypominamy, że w naszych prognozach uwzględniamy tylko podpisane umowy pokrywające 58% aktualnej mocy zainstalowanej).

Mocny FCF na horyzoncie

W 1Q'19, podobnie jak w całym sektorze, przepływy operacyjne w Enei raczej rozczarowały, ale zwracamy uwagę że wynikało to z sezonowego odpływu gotówki na uprawnienia CO₂ (zamykanie transakcji FWD), zamrożenia kapitału w taryfie G w związku z ustawą o cenach energii oraz zwiększenia zapasów węgla (+100 mln PLN) z uwagi na cieplejszą zimę i budowę bufora bezpieczeństwa na poczet planów remontowych na trasach kolejowych. Oczekujemy, że w kolejnych okresach te zjawiska zostaną odwrócone i cały rok Spółka zamknie rekordowym poziomem CF z operacji na poziomie 2,8 mld PLN. Nawet przy realizacji planowanych przez Zarząd nakładów na poziomie 2,6 mld PLN implikuje to znaczny dodatni FCF (zwracamy uwagę, że bez płatności na JV Ostrołęka C wykonanie tego planu po 1Q to zaledwie 16%). W kolejnych latach ta nadwyżka powinna rosnąć, a średni FCFE yield powinien sięgać 9% w okresie 2020-22. Zwracamy uwagę, że w naszych szacunkach uwzględniamy konserwatywnie 50% partycypację w kosztach budowy Ostrołęki C (konsolidacja nakładów na 3 mld PLN).

(mln PLN)	2017	2018	2019P	2020P	2021P
Przychody	11 405,7	12 672,8	16 179,4	18 029,0	17 209,5
EBITDA	2 683,6	2 348,0	3 307,3	3 425,8	3 794,3
marża EBITDA	23,5%	18,5%	20,4%	19,0%	22,0%
EBIT	1 487,7	1 036,8	1 772,0	1 892,8	2 248,5
Zysk netto	1 070,2	686,5	1 188,0	1 283,1	1 574,0
P/E	3,5	5,5	3,2	2,9	2,4
P/CE	1,7	1,9	1,4	1,3	1,2
P/BV	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2
EV/EBITDA	3,8	4,4	3,2	3,0	2,7
DPS	0,28	0,00	0,00	0,00	0,29
DYield	3,3%	0,0%	0,0%	0,0%	3,4%

Cena bieżąca	8,53 PLN
Cena docelowa	12,41 PLN
Kapitalizacja	3,29 mld PLN
Free float	1,60 mld PLN
Średni dzienny obrót (3 m-ce)	10,5 mln PLN

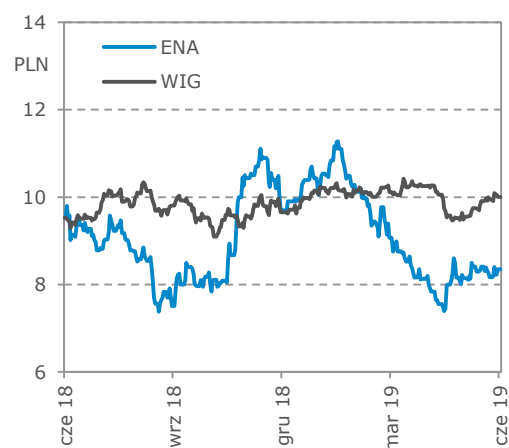
Struktura akcjonariatu

Skarb Państwa	51,50%
Pozostali akcjonariusze	48,50%

Profil spółki

Enea jest jedną z największych zintegrowanych polskich grup energetycznych, a jej udział w rynku dystrybucji sięga 14% (Spółka obsługuje 2,3 mln klientów). W skład Grupy wchodzi Elektrownia Kozienice (3,88 GW), przejęta w roku ubiegłym elektrownia Połaniec (1,9 GW) oraz EC Białystok. Koncern kontroluje również kopalnię LW Bogdanka o rocznej produkcji przekraczającej 9 mln ton węgla.

Kurs akcji ENA na tle WIG



Spółka	Cena docelowa		Rekomendacja	
	nowa	stara	nowa	stara
Enea	12,41	12,51	kupuj	kupuj

Spółka	Cena bieżąca	Cena docelowa	Potencjał zmiany
Enea	8,53	12,41	+45,6%

Zmiana prognoz od ostatniego raportu	2019P	2020P	2021P
EBITDA	+1,4%	+0,7%	+0,5%
Zysk netto	-2,3%	-2,5%	-2,2%
Energia (EUR/MWh)	+0,0%	+5,6%	+6,0%
Węgiel (PLN/t)	+2,3%	+0,0%	+0,0%
CO ₂ (EUR/t)	+20,0%	+20,0%	+20,0%

Analitik:

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

Wycena

Wartość Enei 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 Enei szacujemy w perspektywie 9 m-cy na poziomie 12,41 PLN.

(PLN)	waga	cena
Wycena porównawcza	0%	28,07
Wycena DCF	100%	11,58
cena wynikowa		11,58
cena docelowa za 9 m-cy		12,41

Wycena DCF

Założenia modelu DCF:

- Przepływy pieniężne dyskontujemy na koniec czerwca 2019 r. Przy ustalaniu wartości firmy uwzględniamy kapitały mniejszości oraz dług netto na koniec 2018 roku. Uwzględniamy efekt MSSF16 (leasing na 0,25 mld PLN).

- 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 EEX w EUR/MWh	44,2	47,9	50,0	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8
Cena energii w Polsce w PLN/MWh	166,7	239,3	272,7	255,0	254,0	235,0	235,0	235,0	235,0	235,0	235,0
Cena certyfikatu CO ₂ EUR/t	16,2	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0
Cena węgla energetycznego w PLN/t	239,1	266,0	260,0	260,7	260,7	260,7	260,7	260,7	260,7	260,7	260,7
PLN/USD średniorocznie	3,60	3,75	3,59	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60
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 (TWh)	26,5	27,7	28,2	27,7	27,7	29,1	30,6	30,4	30,1	29,9	29,9
węgiel kamienny	24,5	25,7	26,2	25,7	25,7	27,1	28,6	28,4	28,1	27,9	27,9
współspalanie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
energia wodna	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
wiatr	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
biomasa	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
Wolumen dystrybucji (TWh)	19,9	20,3	20,7	21,1	21,5	21,9	22,4	22,8	23,3	23,8	24,2

Model DCF

(mln PLN)	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P	2028+
Przychody ze sprzedaży	16 179	18 029	17 210	17 315	16 780	17 173	17 287	17 409	17 538	17 715	17 715
zmiana	27,7%	11,4%	-4,5%	0,6%	-3,1%	2,3%	0,7%	0,7%	0,7%	1,0%	0,0%
EBITDA	3 307,3	3 425,8	3 794,3	3 798,3	3 420,9	3 538,5	3 564,3	3 432,9	3 469,2	3 534,2	3 534,2
marża EBITDA	20,4%	19,0%	22,0%	21,9%	20,4%	20,6%	20,6%	19,7%	19,8%	20,0%	20,0%
Amortyzacja	1 535,3	1 533,1	1 545,9	1 555,2	1 589,1	1 650,0	1 677,8	1 711,1	1 749,0	1 792,4	2 457,8
EBIT	1 772,0	1 892,8	2 248,5	2 243,1	1 831,8	1 888,5	1 886,5	1 721,8	1 720,2	1 741,8	1 076,4
marża EBIT	11,0%	10,5%	13,1%	13,0%	10,9%	11,0%	10,9%	9,9%	9,8%	9,8%	6,1%
Opodatkowanie EBIT	336,7	359,6	427,2	426,2	348,0	358,8	358,4	327,1	326,8	330,9	204,5
NOPLAT	1 435,3	1 533,1	1 821,3	1 816,9	1 483,7	1 529,7	1 528,0	1 394,6	1 393,4	1 410,8	871,9
CAPEX	-2 505,4	-2 872,8	-3 046,4	-2 846,6	-2 404,3	-2 341,4	-2 367,7	-2 411,9	-2 457,8	-2 505,0	-2 457,8
Kapitał obrotowy	-229,2	406,1	19,4	-2,5	12,7	-9,3	-2,7	-2,9	-3,0	-4,2	-4,2
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	236,0	599,5	340,2	523,0	681,2	829,0	835,5	690,9	681,5	694,1	867,7
WACC	7,1%	7,3%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,6%	7,6%	7,6%	7,6%	7,7%
współczynnik dyskonta	96,6%	90,0%	83,8%	77,9%	72,5%	67,4%	62,7%	58,3%	54,2%	50,4%	50,4%
PV FCF	228,0	539,7	285,0	407,4	493,8	558,9	523,6	402,6	369,2	349,5	
WACC	7,1%	7,3%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,6%	7,6%	7,6%	7,6%	7,7%
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	36,1%	30,9%	28,4%	27,6%	28,5%	27,6%	26,8%	26,9%	26,7%	26,4%	25,0%
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)	15 326
Zdyskontowana wartość rezydualna (PV TV)	7 717
Zdyskontowana wartość FCF w okresie prognozy	4 157,8
Wartość firmy (EV)	11 875
Dług netto 2018+leasing MSSF16	5 812,8
Udziałowcy mniejszościowi	952,2
Potencjalny podatek od konwersji kapitałów	0,0
Ostateczna wartość Enea	5 110
Liczba akcji (mln)	441,4
Wartość firmy na akcję (PLN)	11,6
9-miesięczny koszt kapitału własnego	6,7%
Cena docelowa (PLN)	12,4
EV/EBITDA('19) dla ceny docelowej	3,7
P/E('19) dla ceny docelowej	4,6
Udział TV w EV	65%

Analiza wrażliwości

	Wzrost FCF w nieskończoności				
	0,0%	1,0%	2,0%	3,0%	4,0%
WACC +1,0 p.p.	5,9	7,5	9,6	12,4	16,4
WACC +0,5 p.p.	6,7	8,5	10,9	14,2	19,2
WACC	7,5	9,6	12,4	16,4	22,7
WACC -0,5 p.p.	8,5	10,9	14,2	19,2	27,2
WACC -1,0 p.p.	9,6	12,4	16,4	22,7	33,5

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.

Analiza porównawcza

	Cena	P/E				EV/EBITDA				Dywid 2019-21
		2018	2019P	2020P	2021P	2018	2019P	2020P	2021P	
EDF	11,09	15,5	16,2	12,2	11,1	5,1	4,9	4,6	4,5	3,8%
EDP	3,37	15,8	15,4	14,0	13,3	9,1	8,7	7,9	7,9	5,8%
ENDESA	23,71	17,4	16,6	16,3	15,9	8,8	8,7	8,6	8,5	5,8%
ENEL	6,23	15,5	13,3	12,2	11,6	7,4	7,1	6,8	6,5	5,7%
EON	9,77	14,7	14,1	13,5	12,8	8,2	7,7	7,7	7,1	5,1%
INNOGY	41,72	21,9	27,2	24,8	21,6	9,9	10,7	10,5	10,0	3,2%
RWE	21,92	21,2	21,6	12,5	9,7	15,5	15,6	7,8	7,2	4,3%
CEZ	544,00	28,3	16,2	14,1	14,2	9,0	7,6	7,0	6,9	5,4%
ENERGA	7,33	4,1	4,1	4,6	4,6	4,0	3,8	4,2	4,4	0,0%
PGE	9,00	10,5	8,0	6,2	4,3	4,2	3,9	3,5	2,6	2,9%
TAURON	1,57	13,3	2,5	2,3	2,0	3,9	4,1	3,6	3,2	0,0%
Maksimum		28,3	27,2	24,8	21,6	15,5	15,6	10,5	10,0	5,8%
Minimum		4,1	2,5	2,3	2,0	3,9	3,8	3,5	2,6	0,0%
Mediana		15,5	15,4	12,5	11,6	8,2	7,6	7,0	6,9	4,3%
ENEA	8,53	5,5	3,2	2,9	2,4	4,4	3,2	3,0	2,7	1,1%
(premia / dyskonto) do mediany		-64,4%	-74,7%	-74,7%	-70,9%	-46,7%	-57,8%	-57,3%	-60,4%	-73,4%
Implikowana wycena										
Mediana		15,5	15,4	12,5	11,6	8,2	7,6	7,0	6,9	4,3%
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 ENEA(PLN)		28,1								
Potencjalny podatek od konwersji kapitałów		0,0								
Implikowana wartość ENEA(PLN)		28,1								

Rachunek wyników

(mln PLN)	2016	2017	2018	2019P	2020P	2021P	2022P
Przychody ze sprzedaży	11 255,7	11 405,7	12 672,8	16 179,4	18 029,0	17 209,5	17 315,2
zmiana	14,3%	1,3%	11,1%	27,7%	11,4%	-4,5%	0,6%
w tym KDT	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
EBITDA, w tym	2 327,8	2 683,6	2 348,0	3 307,3	3 425,8	3 794,3	3 798,3
Wytwarzanie	517,5	735,3	868,7	1 394,4	1 470,0	1 785,1	1 748,2
Wydobycie	608,6	709,0	469,7	704,9	647,9	653,3	653,3
Obrót	154,0	177,8	-76,3	100,3	184,0	208,4	212,3
Dystrybucja	1 111,3	1 073,4	1 111,2	1 136,3	1 149,6	1 180,4	1 218,8
Pozostałe/wyłączenia	-13,6	39,5	53,5	38,7	43,3	37,9	38,2
Koszty nieprzypisane	-53,2	-52,8	-65,7	-67,3	-69,0	-70,7	-72,5
EBIT	1 119,3	1 487,7	1 036,8	1 772,0	1 892,8	2 248,5	2 243,1
zmiana	-790,4%	32,9%	-30,3%	70,9%	6,8%	18,8%	-0,2%
marża EBIT	9,9%	13,0%	8,2%	11,0%	10,5%	13,1%	13,0%
Wynik na działalności finansowej	-50,7	-31,0	-223,8	-205,4	-231,9	-226,3	-228,6
Wynik zdarzeń nadzwyczajnych	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
Pozostałe	0,1	9,8	55,4	40,0	40,0	40,0	40,0
Zysk brutto	1 068,8	1 466,6	868,4	1 606,6	1 700,8	2 062,2	2 054,5
Podatek dochodowy	219,9	301,7	149,5	305,2	323,2	391,8	390,4
Udziałowcy mniejszościowi	64,5	94,7	32,5	113,4	94,6	96,3	96,3
Zysk netto	784,4	1 070,2	686,5	1 188,0	1 283,1	1 574,0	1 567,8
zmiana	-280,4%	36,4%	-35,9%	73,1%	8,0%	22,7%	-0,4%
marża	7,0%	9,4%	5,4%	7,3%	7,1%	9,1%	9,1%
Amortyzacja	1 208,5	1 195,8	1 311,2	1 535,3	1 533,1	1 545,9	1 555,2
EBITDA	2 327,8	2 683,6	2 348,0	3 307,3	3 425,8	3 794,3	3 798,3
zmiana	9,3%	15,3%	-12,5%	40,9%	3,6%	10,8%	0,1%
marża EBITDA	20,7%	23,5%	18,5%	20,4%	19,0%	22,0%	21,9%
Liczba akcji na koniec roku (mln)	441,4	441,4	441,4	441,4	441,4	441,4	441,4
EPS	1,8	2,4	1,6	2,7	2,9	3,6	3,6
CEPS	4,5	5,1	4,5	6,2	6,4	7,1	7,1
ROAE	6,7%	8,5%	5,1%	8,1%	8,1%	9,2%	8,5%
ROAA	3,3%	4,0%	2,4%	3,9%	4,0%	4,7%	4,5%

Bilans

(mln PLN)	2016	2017	2018	2019P	2020P	2021P	2022P
AKTYWA	24 536,5	28 313,0	29 965,6	31 339,6	32 857,8	34 079,9	35 407,2
Majątek trwały	19 486,6	22 080,9	23 037,3	24 254,1	25 593,8	27 094,3	28 385,8
Rzeczowe aktywa trwałe	18 382,5	20 416,9	21 027,4	22 246,7	23 586,9	25 083,4	26 373,4
Wartości niematerialne i prawne	370,6	418,2	435,7	433,2	432,8	436,8	438,3
Udziały w innych podmiotach	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pozostałe aktywa trwałe	733,5	1 245,8	1 574,2	1 574,2	1 574,2	1 574,2	1 574,2
Majątek obrotowy	5 049,9	6 232,1	6 928,4	7 085,5	7 264,0	6 985,5	7 021,5
Zapasy	448,9	846,2	1 264,9	1 744,4	1 442,3	1 376,8	1 385,2
Należności krótkoterminowe	1 824,5	1 903,6	1 874,5	2 585,1	2 880,6	2 749,7	2 766,6
Pozostałe aktywa obrotowe	436,3	795,2	1 138,1	1 138,1	1 138,1	1 138,1	1 138,1
Środki pieniężne i ich ekwiwalent	2 340,2	2 687,1	2 650,8	1 617,9	1 802,9	1 721,0	1 731,5
PASYWA	24 536,5	28 313,0	29 965,6	31 339,6	32 857,8	34 079,9	35 407,2
Kapitał własny	12 176,0	13 078,2	14 097,0	15 245,0	16 488,1	17 893,8	18 949,4
Kapitał akcyjny	588,0	588,0	588,0	588,0	588,0	588,0	588,0
Pozostałe kapitały własne	11 588,0	12 490,2	13 509,0	14 657,0	15 900,1	17 305,8	18 361,4
Kapitał mniejszości	835,7	921,5	952,2	1 065,5	1 160,1	1 256,4	1 352,8
Zobowiązania długoterminowe	8 606,8	10 063,0	10 109,9	9 131,4	8 926,6	8 830,4	8 973,0
Pożyczki i kredyty	6 275,6	7 720,1	7 973,7	6 762,2	6 557,4	6 461,2	6 603,8
Pozostałe	2 331,1	2 342,9	2 136,1	2 369,2	2 369,2	2 369,2	2 369,2
Zobowiązania krótkoterminowe	2 918,0	4 250,3	4 806,6	5 897,7	6 283,0	6 099,3	6 132,1
Pożyczki i kredyty	448,9	539,4	355,8	472,5	458,2	451,5	461,4
Zobowiązania handlowe	1 141,6	2 051,4	2 534,7	3 495,6	3 895,2	3 718,2	3 741,0
Pozostałe	1 327,5	1 659,5	1 916,0	1 929,6	1 929,6	1 929,6	1 929,6
Dług	6 724,5	8 259,5	8 329,6	7 481,3	7 262,3	7 159,3	7 311,9
Dług netto	4 379,0	5 522,6	5 566,2	5 750,9	5 346,8	5 325,8	5 467,8
(Dług netto / Kapitał własny)	36,0%	42,2%	39,5%	37,7%	32,4%	29,8%	28,9%
(Dług netto / EBITDA)	1,9	2,1	2,4	1,7	1,6	1,4	1,4
BVPS	27,6	29,6	31,9	34,5	37,4	40,5	42,9

Przepływy pieniężne

(mln PLN)	2016	2017	2018	2019P	2020P	2021P	2022P
Przepływy operacyjne	2 424,4	2 579,6	2 435,2	2 772,8	3 508,8	3 422,0	3 405,5
Zysk netto	784,4	1 070,2	686,5	1 188,0	1 283,1	1 574,0	1 567,8
Amortyzacja	1 110,4	1 194,5	1 477,7	1 535,3	1 533,1	1 545,9	1 555,2
Kapitał obrotowy	206,2	291,6	-182,6	-229,2	406,1	19,4	-2,5
Pozostałe	323,5	23,4	453,7	278,8	286,5	282,6	285,0
Przepływy inwestycyjne	-2 490,6	-3 482,9	-2 310,1	-2 470,5	-2 836,9	-3 009,3	-2 810,3
CAPEX	-2 688,4	-2 058,0	-1 979,0	-2 505,4	-2 872,8	-3 046,4	-2 846,6
Pozostałe	197,8	-1424,9	-331,1	34,9	36,0	37,0	36,3
Przepływy finansowe	584,3	1 250,2	-161,4	-1 335,2	-487,0	-494,6	-584,5
Emisja akcji	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dług	761,6	1 560,4	54,9	-1 094,9	-219,1	-102,9	152,6
Dywidenda (buy-back)	-1,1	-122,4	0,0	0,0	0,0	-128,3	-472,2
Pozostałe	-176,2	-187,8	-216,3	-240,3	-267,9	-263,3	-264,9
Zmiana stanu środków pieniężnych	518,1	346,9	-36,3	-1 032,9	185,0	-81,9	10,6
Środki pieniężne na koniec okresu	2 340,2	2 687,1	2 650,8	1 617,9	1 802,9	1 721,0	1 731,5
DPS (PLN)	0,00	0,28	0,00	0,00	0,00	0,29	1,07
FCF	-374,3	615,5	36,9	267,4	636,0	375,6	558,8
(CAPEX / Przychody ze sprzedaży)	23,9%	18,0%	15,6%	15,5%	15,9%	17,7%	16,4%

Wskaźniki rynkowe

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

Cena (PLN)	8,5						
Liczba akcji na koniec roku (mln)	441,4	441,4	441,4	441,4	441,4	441,4	441,4
MC (mln PLN)	3 763,3	3 763,3	3 763,3	3 763,3	3 763,3	3 763,3	3 763,3
Kapitał udziałowców mniej. (mln PLN)	835,7	921,5	952,2	1065,5	1160,1	1256,4	1352,8
EV (mln PLN)	8 978,0	10 207,3	10 281,6	10 579,7	10 270,2	10 345,5	10 583,9

wtorek, 25 czerwca 2019 | aktualizacja raportu

Energa: kupuj (podtrzymana)

ENG PW; ENGP.WA | Energetyka, Polska

Rekompensaty mogą zmniejszyć dyskonto w wycenie

W strukturze EBITDA przez najbliższe 4 lata segment dystrybucji i OZE stanowi ponad 90%, a w przypadku planowanych nakładów inwestycyjnych ponad 60% już przy uwzględnieniu konsolidacji 50% udziałów w projekcie Ostrołęka C. Tymczasem spółka jest notowana z 25% dyskontem do Wartości Regulacyjnej Aktywów, nie licząc aktywów odnawialnych, które generują rocznie około 0,3 mld PLN EBITDA. Ujemna wartość alokowana do konwencjonalnej generacji przekracza zawiązką całkowite nakłady przewidziane na projekt w Ostrołęce, co tylko podkreśla skalę niedowartościowania Spółki. Pozytywnym katalizatorem w kolejnych miesiącach powinno być finalne wdrożenie rekompensat za zamrożenie cen energii, dzięki któremu znacząco poprawią się perspektywy dla segmentu obrotu, którego znormalizowany potencjał wynosi naszym zdaniem nawet 0,2 mld PLN EBITDA rocznie. Podtrzymujemy rekomendację kupuj, podnosząc nieznacznie cenę docelową do 12,67 PLN, z uwagi na pozytywną rewizję ścieżki cenowej dla zielonych certyfikatów.

Wyniki obrotu mocno eksponowane na rekompensaty

Energa jako jedyna zdecydowała się na obniżenie cen energii dla wszystkich odbiorców, mimo braku finalnego rozporządzenia regulującego system rekompensat. W efekcie w związku z przedłużającym się procesem legislacyjnym w 1Q Spółka zaksięgowła dodatkową stratę na klientach komercyjnych na ~170 mln PLN. Jeśli zgodnie z bazowym scenariuszem w sierpniu rozpocznie się wypłata rekompensat, te rezerwy zostaną odwrócone i odblokowana zostanie gotówka zamrożona obecnie w należnościach. Jeśli portfel Energi nie będzie istotnie odbiegał od modelowego uwzględnionego w rozporządzeniu to nasza prognoza EBITDA dla segmentu na poziomie 94 mln PLN może okazać się zbyt konserwatywna (skor. 1Q to 77 mln PLN).

Projekt Ostrołęka C – aktualizacja

Projekt budowy bloku węglowego w Ostrołęce jest realizowany zgodnie z założeniami, mimo iż nadal SPV nie ma zapowiadanej umowy kredytowej. Energa i Enea zobowiązały się póki co zapewnić finansowanie w kwocie 2 mld PLN (transze Energi zapadają w latach 2019-20), ale w naszym modelu zakładamy konserwatywnie zaangażowanie equity po 50% całego budżetu projektu (łącznie 6 mld PLN). Nie wydaje się, aby na tym etapie inwestycja mogła być jeszcze wstrzymana, ale z umową na rynku mocy i obecnymi CDS -ami na rynku nie generuje już w naszej opinii znacznej ujemnej wartości.

Projekcja dla bilansu

Podobnie jak inne spółki z sektora, Energa zaskoczyła negatywnie przepływami z operacji w 1Q, ale po sezonowej normalizacji kapitału obrotowego w kolejnych okresach oczekujemy utrzymania wskaźnika DN/EBITDA w okolicach 2,4x na koniec roku. W następnych latach powinno on maksymalnie do 3,2x przy pełnej konsolidacji Ostrołęki C (3,1x bez użytkowania wieczystego z MSSF16), co w teorii nie uniemożliwia powrotu do płatności dywidendy, która jest przede wszystkim wypadkową decyzji politycznej (przy 5% Dyield „koszt” dla bilansu to zaledwie 150 mln PLN, implikujące zwiększenie wskaźnika długu zaledwie o niecałe 0,1x EBITDA).

(mIn PLN)	2017	2018	2019P	2020P	2021P
Przychody	10 534,0	10 337,0	11 724,6	12 677,6	12 394,3
EBITDA	2 160,0	1 877,0	2 165,0	2 179,4	2 210,6
marża EBITDA	20,5%	18,2%	18,5%	17,2%	17,8%
EBIT	1 210,0	1 176,0	1 161,9	1 122,4	1 169,8
Zysk netto	773,0	739,0	733,7	653,8	659,9
P/E	3,9	4,1	4,1	4,6	4,6
P/CE	1,8	2,1	1,7	1,8	1,8
P/BV	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2
EV/EBITDA	3,3	4,0	3,8	4,2	4,4
DPS	0,19	0,00	0,00	0,00	0,00
DYield	2,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Cena bieżąca	7,33 PLN
Cena docelowa	12,67 PLN
Kapitalizacja	3,03 mld PLN
Free float	1,47 mld PLN
Średni dzienny obrót (3 m-ce)	6,8 mln PLN

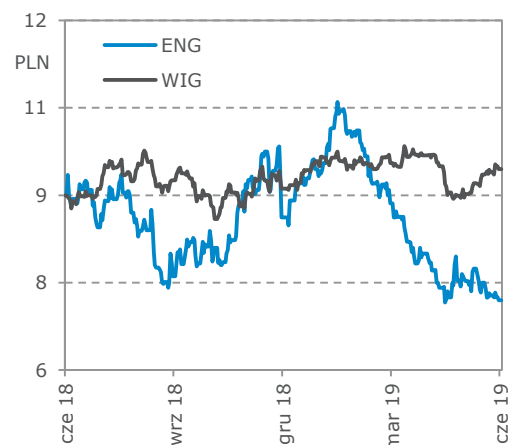
Struktura akcjonariatu

Skarb Państwa	51,52%
Pozostali akcjonariusze	48,48%

Profil spółki

Grupa Energa jest jedną z czterech największych pionowo zintegrowanych grup energetycznych w Polsce. Energa jest trzecim największym operatorem systemu dystrybucyjnego (22,5 TWh w 2018 roku) i trzecim największym sprzedawcą energii (16% rynku). Produkcja energii z własnych źródeł w 2018 roku sięgnęła około 4,0 TWh, z czego prawie 31% pochodziło z OZE.

Kurs akcji ENG na tle WIG



Spółka	Cena docelowa		Rekomendacja	
	nowa	stara	nowa	stara
Energa	12,67	12,21	kupuj	kupuj
Spółka	Cena bieżąca	Cena docelowa	Potencjał zmiany	
Energa	7,33	12,67	+72,9%	
Zmiana prognoz od ostatniego raportu		2019P	2020P	2021P
EBITDA		+0,7%	-1,2%	-1,4%
Zysk netto		+1,8%	-2,7%	-3,3%
Energia (EUR/MWh)		+0,0%	+5,6%	+6,0%
Węgiel (PLN/t)		+2,3%	+0,0%	+0,0%
CO ₂ (EUR/t)		+20,0%	+20,0%	+20,0%

Analityk:

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

Wycena

Wartość Energi 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 Energi szacujemy w perspektywie 9 m-cy na poziomie 12,67 PLN.

(PLN)	waga	cena
Wycena porównawcza	0%	14,99
Wycena DCF	100%	11,87
cena wynikowa		11,87
cena docelowa za 9 m-cy		12,67

Wycena DCF

Założenia modelu DCF:

- Przepływy pieniężne dyskontujemy na koniec czerwca 2019 r. Przy ustalaniu wartości firmy uwzględniamy kapitały mniejszości oraz dług netto na koniec 2018 roku. Uwzględniamy efekt MSSF16 (leasing na 0,26 mld PLN).

- 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 EEX EUR/MWh	44,2	47,9	50,0	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8
Cena energii w Polsce w PLN/MWh	166,7	239,3	272,7	255,0	254,0	235,0	235,0	235,0	235,0	235,0	235,0
Cena certyfikatu CO ₂ EUR/t	16,2	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0
Cena zielonego certyfikatu w PLN/MWh	99,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0
Cena węgla energetycznego w PLN/t	239,1	266,0	260,0	260,7	260,7	260,7	260,7	260,7	260,7	260,7	260,7
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 netto (TWh)	3,9	3,8	3,8	3,8	3,8	5,2	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7
węgiel kamienny	2,7	2,4	2,4	2,4	2,4	3,9	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4
współspalanie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wiatr	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
woda	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Dystrybucja energii (TWh)	22,5	23,0	23,5	23,9	24,4	24,9	25,4	25,9	26,4	26,9	27,5

Model DCF

(mln PLN)	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P	2028+
Przychody ze sprzedaży	11 725	12 678	12 394	12 561	12 319	12 400	12 484	12 571	12 658	12 743	12 743
zmiana	13,4%	8,1%	-2,2%	1,3%	-1,9%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,0%
EBITDA	2 165,0	2 179,4	2 210,6	2 250,0	2 407,1	2 569,4	2 609,3	2 615,7	2 657,8	2 695,2	2 695,2
marża EBITDA	18,5%	17,2%	17,8%	17,9%	19,5%	20,7%	20,9%	20,8%	21,0%	21,2%	21,2%
Amortyzacja	1 003,1	1 056,9	1 040,8	1 064,6	1 069,9	1 120,7	1 137,1	1 159,1	1 184,2	1 171,4	1 492,2
EBIT	1 161,9	1 122,4	1 169,8	1 185,4	1 337,2	1 448,7	1 472,2	1 456,6	1 473,6	1 523,8	1 203,0
marża EBIT	9,9%	8,9%	9,4%	9,4%	10,9%	11,7%	11,8%	11,6%	11,6%	12,0%	9,4%
Opodatkowanie EBIT	220,8	213,3	222,3	225,2	254,1	275,3	279,7	276,7	280,0	289,5	228,6
NOPLAT	941,1	909,1	947,5	960,2	1 083,2	1 173,4	1 192,5	1 179,8	1 193,6	1 234,3	974,4
CAPEX	-2 009	-2 367	-2 320	-2 135	-1 689	-1 509	-1 507	-1 501	-1 492	-1 456	-1 492
Kapitał obrotowy	-201,2	-138,2	41,1	-24,2	35,1	-11,7	-12,2	-12,5	-12,7	-12,3	-12,3
FCF	-265,7	-539,4	-290,6	-134,5	499,2	773,0	810,8	825,4	872,9	937,2	962,1
WACC	7,3%	7,2%	7,2%	7,1%	7,2%	7,3%	7,4%	7,5%	7,6%	7,8%	8,2%
współczynnik dyskonta	96,5%	90,0%	84,0%	78,5%	73,2%	68,3%	63,6%	59,1%	55,0%	51,0%	51,0%
PV FCF	-256,4	-485,6	-244,1	-105,5	365,5	527,7	515,5	488,2	479,8	478,1	

WACC	7,3%	7,2%	7,2%	7,1%	7,2%	7,3%	7,4%	7,5%	7,6%	7,8%	8,2%
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	31,1%	33,4%	34,5%	35,6%	34,5%	32,5%	30,4%	28,2%	25,9%	23,3%	15,0%
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)	15 527
Zdyskontowana wartość rezydualna (PV TV)	7 920
Zdyskontowana wartość FCF w okresie prognozy	1 763
Wartość firmy (EV)	9 683
Dług netto 2018+leasing MSSF16	4 706
Udziałowcy mniejszościowi	61
Potencjalny podatek od konwersji kapitałów	0
Ostateczna wartość Grupy Energa	4 916
Liczba akcji (mln)	414,1
Wartość firmy na akcję (PLN)	11,9
9-miesięczny koszt kapitału własnego	6,7%
Cena docelowa (PLN)	12,7

EV/EBITDA('19) dla wyceny DCF	4,6
P/E('19) dla wyceny DCF	7,1
Udział TV w EV	82%

Analiza wrażliwości

	Wzrost FCF w nieskończoności				
	0,0%	1,0%	2,0%	3,0%	4,0%
WACC +1,0 p.p.	6,0	7,7	9,8	12,7	16,6
WACC +0,5 p.p.	6,8	8,7	11,1	14,5	19,2
WACC	7,7	9,8	12,7	16,6	22,4
WACC -0,5 p.p.	8,7	11,1	14,5	19,2	26,5
WACC -1,0 p.p.	9,8	12,7	16,6	22,4	31,8

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.

Analiza porównawcza

	Cena	P/E				EV/EBITDA				Dywid 2019-21
		2018	2019P	2020P	2021P	2018	2019P	2020P	2021P	
EDF	11,09	15,5	16,2	12,2	11,1	5,1	4,9	4,6	4,5	3,8%
EDP	3,37	15,8	15,4	14,0	13,3	9,1	8,7	7,9	7,9	5,8%
ENDESA	23,71	17,4	16,6	16,3	15,9	8,8	8,7	8,6	8,5	5,8%
ENEL	6,23	15,5	13,3	12,2	11,6	7,4	7,1	6,8	6,5	5,7%
EON	9,77	14,7	14,1	13,5	12,8	8,2	7,7	7,7	7,1	5,1%
INNOGY	41,72	21,9	27,2	24,8	21,6	9,9	10,7	10,5	10,0	3,2%
RWE	21,92	21,2	21,6	12,5	9,7	15,5	15,6	7,8	7,2	4,3%
CEZ	544,00	28,3	16,2	14,1	14,2	9,0	7,6	7,0	6,9	5,4%
ENEA	8,53	5,5	3,2	2,9	2,4	4,4	3,2	3,0	2,7	1,1%
PGE	9,00	10,5	8,0	6,2	4,3	4,2	3,9	3,5	2,6	2,9%
TAURON	1,57	13,3	2,5	2,3	2,0	3,9	4,1	3,6	3,2	0,0%
Maksimum		28,3	27,2	24,8	21,6	15,5	15,6	10,5	10,0	5,8%
Minimum		5,5	2,5	2,3	2,0	3,9	3,2	3,0	2,6	0,0%
Mediana		15,5	15,4	12,5	11,6	8,2	7,6	7,0	6,9	4,3%
ENERGA	7,33	4,1	4,1	4,6	4,6	4,0	3,8	4,2	4,4	0,0%
(premia / dyskonto) do mediany		-73,3%	-66,9%	-60,0%	-44,0%	-51,2%	-49,3%	-40,1%	-35,8%	-100,0%

Implikowana wycena

Mediana	15,5	15,4	12,5	11,6	8,2	7,6	7,0	6,9	4,3%
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%	
Wycena spółki na akcję (PLN)	15,0								
Potencjalny podatek od konwersji kapitałów	0,0								
Wycena spółki na akcję (PLN)	15,0								

Rachunek wyników

(mln PLN)	2016	2017	2018	2019P	2020P	2021P	2022P
Przychody ze sprzedaży	10 181,0	10 534,0	10 337,0	11 724,6	12 677,6	12 394,3	12 561,4
zmiana	-5,8%	3,5%	-1,9%	13,4%	8,1%	-2,2%	1,3%
EBITDA, w tym	2 027,0	2 160,0	1 877,0	2 165,0	2 179,4	2 210,6	2 250,0
Elektrownie systemowe	152,0	189,0	124,0	165,2	99,0	141,6	129,1
Energetyka odnawialna	119,0	169,0	191,0	274,6	320,0	296,0	294,6
Dystrybucja energii	1 720,0	1 723,0	1 704,0	1 677,6	1 691,9	1 684,9	1 737,6
Segment obrotu	40,0	85,0	-85,0	93,9	116,3	137,4	139,5
Ciepło	43,0	40,0	13,0	25,0	25,0	25,0	25,0
Pozostałe i wyłączenia	-48,0	-46,0	-70,0	-71,4	-72,8	-74,3	-75,8
EBIT	487,0	1 210,0	1 176,0	1 161,9	1 122,4	1 169,8	1 185,4
zmiana	-62,0%	148,5%	-2,8%	-1,2%	-3,4%	4,2%	1,3%
marża EBIT	4,8%	11,5%	11,4%	9,9%	8,9%	9,4%	9,4%
Wynik na działalności finansowej	-230,0	-232,0	-313,0	-269,5	-332,3	-371,9	-404,9
Wynik zdarzeń nadzwyczajnych	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
Pozostałe	-52,0	24,0	90,0	50,0	50,0	50,0	50,0
Zysk brutto	205,0	1 002,0	953,0	942,4	840,1	847,8	830,5
Podatek dochodowy	58,0	213,0	209,0	206,7	184,2	185,9	182,1
Udziałowcy mniejszościowi	-4,0	16,0	5,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Zysk z działalności zaniechanej	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Zysk netto	151,0	773,0	739,0	733,7	653,8	659,9	646,4
zmiana	-81,9%	411,9%	-4,4%	-0,7%	-10,9%	0,9%	-2,1%
marża	1,5%	7,3%	7,1%	6,3%	5,2%	5,3%	5,1%
Amortyzacja	1 540,0	950,0	701,0	1 003,1	1 056,9	1 040,8	1 064,6
EBITDA	2 027,0	2 160,0	1 877,0	2 165,0	2 179,4	2 210,6	2 250,0
zmiana	-8,4%	6,6%	-13,1%	15,3%	0,7%	1,4%	1,8%
marża EBITDA	19,9%	20,5%	18,2%	18,5%	17,2%	17,8%	17,9%
Liczba akcji na koniec roku (mln)	414,1	414,1	414,1	414,1	414,1	414,1	414,1
EPS	0,4	1,9	1,8	1,8	1,6	1,6	1,6
CEPS	4,1	4,2	3,5	4,2	4,1	4,1	4,1
ROAE	1,7%	8,5%	7,5%	6,9%	5,8%	5,6%	5,2%
ROAA	0,8%	3,9%	3,5%	3,3%	2,7%	2,6%	2,4%

Bilans

(mln PLN)	2016	2017	2018	2019P	2020P	2021P	2022P
AKTYWA	18 731,0	21 056,0	21 599,0	23 153,6	24 659,0	25 880,2	26 984,9
Majątek trwały	14 515,0	14 930,0	16 182,0	17 452,6	18 762,9	20 042,1	21 112,5
Rzeczowe aktywa trwałe	13 053,0	13 371,0	14 335,0	15 502,9	16 682,2	17 833,4	18 794,5
Wartości niematerialne i prawne	383,0	338,0	307,0	409,7	540,7	668,7	778,0
Pozostałe aktywa finansowe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pozostałe aktywa niefinansowe	683,0	896,0	1 227,0	1 227,0	1 227,0	1 227,0	1 227,0
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	396,0	325,0	313,0	313,0	313,0	313,0	313,0
Majątek obrotowy	4 216,0	6 126,0	5 417,0	5 701,0	5 896,1	5 838,1	5 872,3
Zapasy	472,0	352,0	687,0	779,2	842,6	823,7	834,8
Należności z tytułu dostaw	1 947,0	1 843,0	1 429,0	1 620,8	1 752,6	1 713,4	1 736,5
Pozostałe aktywa obrotowe	324,0	290,0	577,0	577,0	577,0	577,0	577,0
Aktywa przeznaczone do sprzedaży	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Środki pieniężne i ich ekwiwalent*	1 473,0	3 641,0	2 724,0	2 724,0	2 724,0	2 724,0	2 724,0
(mln PLN)	2016	2017	2018	2019P	2020P	2021P	2022P
PASYWA	18 731,0	21 056,0	21 599,0	23 153,6	24 659,0	25 880,2	26 984,9
Kapitał własny	8 777,0	9 409,0	10 295,0	10 978,7	11 582,6	12 192,5	12 689,6
Kapitał akcyjny	4 522,0	4 522,0	4 522,0	4 522,0	4 522,0	4 522,0	4 522,0
Pozostałe kapitały własne	4 255,0	4 887,0	5 773,0	6 456,7	7 060,6	7 670,5	8 167,6
Kapitał mniejszości	40,0	56,0	61,0	63,0	65,0	67,0	69,0
Zobowiązania długoterminowe	7 417,0	8 968,0	8 438,0	9 155,8	9 958,4	10 554,8	11 122,1
Pożyczki i kredyty	5 725,0	7 240,0	6 868,0	7 320,8	8 123,4	8 719,8	9 287,1
Pozostałe	1 692,0	1 728,0	1 570,0	1 835,0	1 835,0	1 835,0	1 835,0
Zobowiązania krótkoterminowe	2 497,0	2 623,0	2 805,0	2 956,1	3 053,1	3 065,9	3 104,2
Pożyczki i kredyty	412,0	465,0	297,0	365,3	405,4	435,1	463,4
Zobowiązania handlowe	811,0	792,0	617,0	699,8	756,7	739,8	749,8
Pozostałe	1 274,0	1 366,0	1 891,0	1 891,0	1 891,0	1 891,0	1 891,0
Dług	6 137,0	7 705,0	7 165,0	7 951,1	8 793,8	9 419,9	10 015,5
Dług netto	4 664,0	4 064,0	4 441,0	5 227,1	6 069,8	6 695,9	7 291,5
(Dług netto / Kapitał własny)	53,1%	43,2%	43,1%	47,6%	52,4%	54,9%	57,5%
(Dług netto / EBITDA)	2,3	1,9	2,4	2,4	2,8	3,0	3,2
BVPS	21,2	22,7	24,9	26,5	28,0	29,4	30,6

*różnica w pozycji środków pieniężnych między bilansem a cash flow wynika z salda na kredycie w rachunku bieżącym

Przepływy pieniężne

(mln PLN)	2016	2017	2018	2019P	2020P	2021P	2022P
Przepływy operacyjne	1 782,0	2 182,0	1 859,0	1 757,1	1 856,9	2 065,7	2 043,6
Zysk netto	151,0	773,0	739,0	733,7	653,8	659,9	646,4
Amortyzacja	1 540,0	950,0	701,0	1 003,1	1 056,9	1 040,8	1 064,6
Kapitał obrotowy	-190,0	266,0	-120,0	-201,2	-138,2	41,1	-24,2
Pozostałe	281,0	193,0	539,0	221,5	284,3	323,9	356,9
Przepływy inwestycyjne	-1 689,0	-1 455,0	-1 770,0	-1 940,0	-2 298,6	-2 251,4	-2 066,4
CAPEX	-1 580,0	-1 280,0	-1 638,0	-2 008,7	-2 367,3	-2 320,0	-2 135,0
Pozostałe	-109,0	-175,0	-132,0	68,6	68,6	68,6	68,6
Przepływy finansowe	-287,0	1 452,0	-1 006,0	183,0	441,7	185,6	22,8
Emisja akcji	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dług	133,0	1 695,0	-691,0	521,1	842,7	626,2	595,6
Dywidenda (buy-back)	-203,0	-79,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-99,3
Pozostałe	-217,0	-164,0	-315,0	-338,1	-401,0	-440,6	-473,6
Zmiana stanu środków pieniężnych	-194,0	2 179,0	-917,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Środki pieniężne na koniec okresu	1 464,0	3 641,0	2 724,0	2 724,0	2 724,0	2 724,0	2 724,0
DPS (PLN)	0,49	0,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,24
FCF	199,0	933,0	-90,0	-251,6	-510,3	-254,3	-91,4
(CAPEX / Przychody ze sprzedaży)	15,5%	12,2%	15,8%	17,1%	18,7%	18,7%	17,0%

Wskaźniki rynkowe

	2016	2017	2018	2019P	2020P	2021P	2022P
P/E	20,1	3,9	4,1	4,1	4,6	4,6	4,7
P/CE	1,8	1,8	2,1	1,7	1,8	1,8	1,8
P/BV	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2
P/S	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2
FCF/EV	2,6%	13,0%	-1,2%	-3,0%	-5,6%	-2,6%	-0,9%
EV/EBITDA	3,8	3,3	4,0	3,8	4,2	4,4	4,6
EV/EBIT	15,9	5,9	6,4	7,2	8,2	8,4	8,8
EV/S	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8
DYield	6,7%	2,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	3,3%

Cena (PLN)

7,3

Liczba akcji na koniec roku (mln)	414,1	414,1	414,1	414,1	414,1	414,1	414,1
MC (mln PLN)	3 033,0	3 033,0	3 033,0	3 033,0	3 033,0	3 033,0	3 033,0
Kapitał udziałowców mniej. (mln PLN)	40,0	56,0	61,0	63,0	65,0	67,0	69,0
EV (mln PLN)	7 737,0	7 153,0	7 535,0	8 323,1	9 167,8	9 796,0	10 393,6

wtorek, 25 czerwca 2019 | aktualizacja raportu

PGE: kupuj (podtrzymana)

PGE PW; PGE.WA | Energetyka, Polska

Wpadka 2019 nie powinna przesłaniać kolejnych lat

Kurs PGE przetestował swoje minima z września ubiegłego roku, a głównymi katalizatorami były rozzaczarowujące wyniki za 1Q oraz doniesienia o możliwych kolejnych akwizycjach w kontekście pojawiających się na rynku okazji. Naszym zdaniem nie można jednak ekstrapolować słabego początku roku na kolejne okresy, w szczególności na kolejne lata, gdyż zdecydowana większość negatywnych katalizatorów miała charakter krótkoterminowy. W kolejnych kwartałach Spółka powinna odzyskiwać momentum w ujęciu r/r (efekt polityki księgowania kosztów CO₂ i bazy odniesienia w segmencie ciepła), co powinno zachęcać do dyskontowania znacznej poprawy rentowności w latach 2020-21, za którą pojawiają się mocne przepływy pieniężne. W kontekście ostatniej dość symptomatycznej deklaracji Zarządu o powrocie do polityki dywidendowej może to wystarczyć do znacznej poprawy sentymentu do Spółki, której EV na przestrzeni ostatnich 5 lat spadła o 25% mimo utrzymania skor. strumienia EBITDA i perspektywy jego wzrostu o ponad 30% w ciągu najbliższych 2 lat. Utrzymujemy rekomendację kupuj, nieznacznie korygując cenę docelową do 13,26 PLN z uwagi na konserwatywne uwzględnienie użytkowania wieczystego w długi netto (MSSF16).

Wyniki 2019 to jednorazowa „wpadka”

Rozczarowanie wynikami 1Q'19 to pochodna kilku czynników: niski load factor elektrowni na węgiel brunatny (decyzja PSE), niesprzyjająca pogoda, ponad 20% wzrosty cen węgla, nietrafiona strategia zabezpieczeń portfela w detalu czy droga energia kupiona na pokrycie strat sieciowych w dystrybucji. Trudno będzie to odrobić w kolejnych kwartałach (nie licząc jednorazowego efektu dodatkowych 11 mln ton uprawnień wartych 1,2 mld PLN), ale przestrzegamy przed ekstrapolowaniem tych rezultatów na kolejne lata. Przypominamy, że średnia cena sprzedaży energii w 2020 będzie istotnie wyższa przy podobnych kosztach węgla, a strategię hedgingowe po tegorocznych wpadkach zostały już zmodyfikowane. Dodatkowo w przyszłym roku pojawi się już pełna kontrybucja bloków w Opolu (przy aktualnych CDS-ach mają potencjał nawet 1 mld PLN EBITDA), a od 2H'20 bloku w Turowie (0,3 mld PLN). Od 2020 roku znormalizować powinny się również marże w obszarze obrotu (w tym roku EBITDA tylko 0,3 mld PLN vs. średnia 3-letnia na 0,6 mld PLN).

Perspektywa spadku capex

W tym roku można oczekiwać jeszcze wzrostu capex z uwagi na końcowe płatności za projekty w Opolu i Turowie, ale kolejne lata przyniosą znaczny spadek nakładów, a średni FCFE yield w latach 2020-22 szacujemy na 15%. Aktualnie dyskutowane projekty (CCGT, morskie farmy wiatrowe, fotowoltaika) nie zmieniają tego obrazu, szczególnie że większe nakłady na ich realizację to bardziej perspektywa 3-5 lat. Przypominamy, że słabszy CF z 1Q'19 to pochodna sezonowych/jednorazowych zdarzeń, które powinny odwrócić się w kolejnych okresach, a dodatkowo bilans odciąży sprzedaż dodatkowego pakietu uprawnień CO₂ za 1,2 mld PLN. Nie spodziewamy się też, żadnych konkretnych deklaracji w sprawie projektu atomowego, który mimo jego obecności w mediach nadal jest na bardzo wstępnym etapie.

(mIn PLN)	2017	2018	2019P	2020P	2021P
Przychody	23 100,0	25 946,0	38 724,4	44 289,6	43 161,6
EBITDA	7 650,0	6 364,0	8 168,3	7 924,9	9 468,1
marża EBITDA	33,1%	24,5%	21,1%	17,9%	21,9%
EBIT	3 552,0	2 471,0	4 086,2	3 704,5	5 174,2
Zysk netto	2 600,0	1 498,0	3 053,9	2 722,2	3 925,8
P/E	6,5	11,2	5,5	6,2	4,3
P/CE	2,5	3,1	2,4	2,4	2,0
P/BV	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3
EV/EBITDA	3,3	4,3	3,4	3,5	2,6
DPS	0,00	0,00	0,00	0,41	0,36
DYield	0,0%	0,0%	0,0%	4,5%	4,0%

Cena bieżąca	9,00 PLN
Cena docelowa	13,26 PLN
Kapitalizacja	16,83 mld PLN
Free float	7,17 mld PLN
Średni dzienny obrót (3 m-ce)	38,2 mln PLN

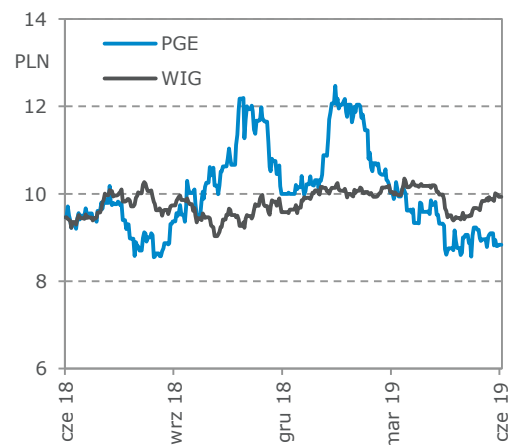
Struktura akcjonariatu

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 17 GW i rocznej produkcji na poziomie 66 TWh, co daje około 41% 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 TWh).

Kurs akcji PGE na tle WIG



Spółka	Cena docelowa		Rekomendacja	
	nowa	stara	nowa	stara
PGE	13,26	13,39	kupuj	kupuj

Spółka	Cena bieżąca	Cena docelowa	Potencjał zmiany
PGE	9,00	13,26	+47,3%

Zmiana prognoz od ostatniego raportu	2019P	2020P	2021P
EBITDA	-0,5%	-2,1%	-1,6%
Zysk netto	-1,1%	-4,9%	-3,4%
Energia (EUR/MWh)	+0,0%	+5,6%	+6,0%
Węgiel (PLN/t)	+2,3%	+0,0%	+0,0%
CO ₂ (EUR/t)	+20,0%	+20,0%	+20,0%

Analityk:

Kamil Kliszcz
+48 22 438 24 02
kamil.klischcz@mbank.pl

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 13,26 PLN.

(PLN)	waga	cena
Wycena porównawcza	0%	17,23
Wycena DCF	100%	12,43
cena wynikowa		12,43
cena docelowa za 9 m-cy		13,26

Wycena DCF

Założenia modelu DCF:

- Przepływy pieniężne dyskontujemy na koniec czerwca 2019 r. Przy ustalaniu wartości firmy uwzględniamy kapitały mniejszości oraz dług netto na koniec 2018 roku. Uwzględniamy efekt MSSF16 (leasing na 0,88 mld PLN).

- 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	47,9	50,0	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8
Cena energii w Polsce w PLN/MWh	166,7	239,3	272,7	255,0	254,0	235,0	235,0	235,0	235,0	235,0	235,0
Cena certyfikatu CO ₂ w EUR/t	16,2	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0
Cena węgla energetycznego w PLN/t	239,1	266,0	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	64,7	76,5	79,1	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0
węgiel brunatny	38,9	36,1	38,0	41,4	42,3	42,3	42,3	42,3	42,3	42,3	42,3
węgiel kamienny	20,9	22,3	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	38 724	44 290	43 162	43 356	41 424	41 556	41 724	41 887	42 063	42 445	42 445
zmiana	49,2%	14,4%	-2,5%	0,5%	-4,5%	0,3%	0,4%	0,4%	0,4%	0,9%	0,0%
EBITDA	8 168,3	7 924,9	9 468,1	9 116,9	7 663,6	7 441,3	7 388,4	7 294,6	7 376,1	7 466,0	7 466,0
marża EBITDA	21,1%	17,9%	21,9%	21,0%	18,5%	17,9%	17,7%	17,4%	17,5%	17,6%	17,6%
Amortyzacja	4 082,1	4 220,4	4 294,0	4 471,5	4 461,3	4 634,5	4 821,6	5 021,3	5 235,8	5 461,9	4 423,4
EBIT	4 086,2	3 704,5	5 174,2	4 645,4	3 202,3	2 806,8	2 566,8	2 273,2	2 140,3	2 004,1	3 042,6
marża EBIT	10,6%	8,4%	12,0%	10,7%	7,7%	6,8%	6,2%	5,4%	5,1%	4,7%	7,2%
Opodatkowanie EBIT	776,4	703,9	983,1	882,6	608,4	533,3	487,7	431,9	406,6	380,8	578,1
NOPLAT	3 309,8	3 000,7	4 191,1	3 762,8	2 593,9	2 273,5	2 079,1	1 841,3	1 733,6	1 623,3	2 464,5
CAPEX	-6 704	-5 679	-4 551	-4 260	-4 165	-4 225	-4 289	-4 355	-4 423	-4 492	-4 423
Kapitał obrotowy	255,8	-723,5	146,6	-25,3	251,1	-17,1	-21,8	-21,2	-23,0	-49,6	-49,6
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	944,0	818,2	4 080,8	3 949,1	3 141,7	2 665,5	2 589,7	2 486,1	2 523,1	2 543,4	2 414,9
WACC	8,1%	8,1%	8,4%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%
współczynnik dyskonta	96,2%	89,0%	82,1%	75,7%	69,8%	64,4%	59,3%	54,7%	50,4%	46,5%	46,5%
PV FCF	908,2	728,4	3 351,1	2 989,8	2 192,9	1 715,3	1 536,5	1 359,9	1 272,5	1 182,6	

WACC	8,1%	8,1%	8,4%	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	17,7%	17,6%	10,9%	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)	37 357
Zdyskontowana wartość rezydualna (PV TV)	17 370
Zdyskontowana wartość FCF w okresie prognozy	17 237
Wartość firmy (EV)	34 607
Dług netto 2018+ leasing MSSF16	10 299
Udziałowcy mniejszościowi	1 074
Potencjalny podatek od konwersji kapitałów	0
Zobowiązania z tytułu KDT	0
Ostateczna wartość PGE	23 234
Liczba akcji (mln)	1 870
Wartość firmy na akcję (PLN)	12,4
9-miesięczny koszt kapitału własnego	6,7%
Cena docelowa (PLN)	13,3

EV/EBITDA('19) dla ceny docelowej	4,4
P/E('19) dla ceny docelowej	8,1
Udział TV w EV	50%

Analiza wrażliwości

	Wzrost FCF w nieskończoności				
	0,0%	1,0%	2,0%	3,0%	4,0%
WACC +1,0 p.p.	10,1	10,9	11,9	13,3	15,1
WACC +0,5 p.p.	10,5	11,4	12,5	14,1	16,2
WACC	10,9	11,9	13,3	15,1	17,7
WACC -0,5 p.p.	11,4	12,5	14,1	16,2	19,5
WACC -1,0 p.p.	11,9	13,3	15,1	17,7	21,8

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.

Analiza porównawcza

	Cena	P/E				EV/EBITDA				Dywid 2019-21
		2018	2019P	2020P	2021P	2018	2019P	2020P	2021P	
EDF	11,09	15,5	16,2	12,2	11,1	5,1	4,9	4,6	4,5	3,8%
EDP	3,37	15,8	15,4	14,0	13,3	9,1	8,7	7,9	7,9	5,8%
ENDESA	23,71	17,4	16,6	16,3	15,9	8,8	8,7	8,6	8,5	5,8%
ENEL	6,23	15,5	13,3	12,2	11,6	7,4	7,1	6,8	6,5	5,7%
EON	9,77	14,7	14,1	13,5	12,8	8,2	7,7	7,7	7,1	5,1%
INNOGY	41,72	21,9	27,2	24,8	21,6	9,9	10,7	10,5	10,0	3,2%
RWE	21,92	21,2	21,6	12,5	9,7	15,5	15,6	7,8	7,2	4,3%
CEZ	544,00	28,3	16,2	14,1	14,2	9,0	7,6	7,0	6,9	5,4%
ENEA	8,53	5,5	3,2	2,9	2,4	4,4	3,2	3,0	2,7	1,1%
ENERGA	7,33	4,1	4,1	4,6	4,6	4,0	3,8	4,2	4,4	0,0%
TAURON	1,57	13,3	2,5	2,3	2,0	3,9	4,1	3,6	3,2	0,0%
Maksimum		28,3	27,2	24,8	21,6	15,5	15,6	10,5	10,0	5,8%
Minimum		4,1	2,5	2,3	2,0	3,9	3,2	3,0	2,7	0,0%
Mediana		15,5	15,4	12,5	11,6	8,2	7,6	7,0	6,9	4,3%
PGE	9,00	10,5	8,0	6,2	4,3	4,2	3,9	3,5	2,6	2,9%
(premia / dyskonto) do mediany		-31,4%	-36,1%	-46,7%	-47,8%	-48,7%	-48,0%	-49,9%	-62,0%	-33,0%
Implikowana wycena										
Mediana		15,5	15,4	12,5	11,6	8,2	7,6	7,0	6,9	4,3%
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)		17,2								

Rachunek wyników

(mln PLN)	2016	2017	2018	2019P	2020P	2021P	2022P
Przychody ze sprzedaży	28 092,0	23 100,0	25 946,0	38 724,4	44 289,6	43 161,6	43 356,2
zmiana	-1,6%	-17,8%	12,3%	49,2%	14,4%	-2,5%	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	8 168,3	7 924,9	9 468,1	9 116,9
Wydobycie i wytwarzanie	4 182,0	4 099,0	2 938,0	4 883,8	4 287,7	5 692,6	5 331,3
Energetyka odnawialna	365,0	364,0	463,0	542,5	607,5	678,9	623,0
Dystrybucja energii	2 230,0	2 333,0	2 463,0	2 443,2	2 437,8	2 503,5	2 568,1
Sprzedaż	500,0	811,0	263,0	305,0	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	4 086,2	3 704,5	5 174,2	4 645,4
zmiana	-197,9%	1,1%	-30,4%	65,4%	-9,3%	39,7%	-10,2%
marża EBIT	12,5%	15,4%	9,5%	10,6%	8,4%	12,0%	10,7%
Wynik na działalności finansowej	-193,0	-370,0	-350,0	-370,9	-398,8	-382,5	-321,3
Wynik zdarzeń nadzwyczajnych	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
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	3 786,3	3 376,8	4 862,7	4 395,1
Podatek dochodowy	708,0	617,0	681,0	719,4	641,6	923,9	835,1
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	3 053,9	2 722,2	3 925,8	3 547,0
zmiana	-184,7%	1,2%	-42,4%	103,9%	-10,9%	44,2%	-9,6%
marża	9,1%	11,3%	5,8%	7,9%	6,1%	9,1%	8,2%
Amortyzacja	3 864,0	4 098,0	3 893,0	4 082,1	4 220,4	4 294,0	4 471,5
EBITDA	7 376,0	7 650,0	6 364,0	8 168,3	7 924,9	9 468,1	9 116,9
zmiana	-10,4%	3,7%	-16,8%	28,4%	-3,0%	19,5%	-3,7%
marża EBITDA	26,3%	33,1%	24,5%	21,1%	17,9%	21,9%	21,0%
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	1,6	1,5	2,1	1,9
CEPS	3,4	3,6	2,9	3,8	3,7	4,4	4,3
ROAE	6,2%	5,9%	3,3%	6,3%	5,4%	7,4%	6,4%
ROAA	4,0%	3,7%	2,0%	3,9%	3,4%	4,8%	4,3%

Bilans

(mln PLN)	2016	2017	2018	2019P	2020P	2021P	2022P
AKTYWA	67 474,0	72 183,0	75 905,0	79 186,8	81 591,8	81 657,0	81 478,5
Majątek trwały	55 232,0	62 650,0	66 765,0	70 264,6	71 723,6	71 980,5	71 768,9
Rzeczowe aktywa trwałe	51 365,0	59 010,0	62 274,0	65 785,9	67 273,3	67 529,6	67 319,0
Wartości niematerialne i prawne	653,0	1 032,0	1 046,0	1 033,7	1 005,3	1 005,9	1 004,9
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	8 922,1	9 868,2	9 676,5	9 709,6
Zapasy	1 596,0	1 890,0	2 699,0	2 710,7	3 100,3	3 021,3	3 034,9
Należności krótkoterminowe	2 705,0	3 522,0	4 102,0	3 872,4	4 429,0	4 316,2	4 335,6
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	79 186,8	81 591,8	81 657,0	81 478,5
Kapitał własny	42 679,0	45 128,0	46 727,0	49 709,9	51 597,6	54 771,8	55 303,5
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	30 544,9	32 432,6	35 606,8	36 138,5
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	15 940,4	16 104,8	14 309,7	13 883,2
Pożyczki i kredyty	9 603,0	8 422,0	6 247,0	5 879,4	6 043,8	4 248,7	3 822,2
Pozostałe	7 399,0	8 388,0	9 217,0	10 061,0	10 061,0	10 061,0	10 061,0
Zobowiązania krótkoterminowe	7 697,0	8 995,0	12 640,0	12 449,5	12 789,5	11 462,5	11 165,7
Pożyczki i kredyty	411,0	1 623,0	4 461,0	4 198,5	4 315,9	3 034,0	2 729,5
Zobowiązania handlowe	976,0	1 650,0	1 511,0	1 549,0	1 771,6	1 726,5	1 734,2
Pozostałe	6 310,0	5 722,0	6 668,0	6 702,0	6 702,0	6 702,0	6 702,0
Dług	10 014,0	10 045,0	10 708,0	10 955,9	11 237,6	8 160,7	7 429,7
Dług netto	5 045,0	7 487,0	9 421,0	9 668,9	9 950,6	6 873,7	6 142,7
(Dług netto / Kapitał własny)	11,8%	16,6%	20,2%	19,5%	19,3%	12,5%	11,1%
(Dług netto / EBITDA)	0,7	1,0	1,5	1,2	1,3	0,7	0,7
BVPS	22,8	24,1	25,0	26,6	27,6	29,3	29,6

Przepływy pieniężne

(mln PLN)	2016	2017	2018	2019P	2020P	2021P	2022P
Przepływy operacyjne	6 391,0	7 934,0	5 102,0	7 704,8	6 559,9	8 690,8	8 256,5
Zysk netto	2 568,0	2 600,0	1 498,0	3 053,9	2 722,2	3 925,8	3 547,0
Amortyzacja	3 864,0	4 098,0	3 893,0	4 082,1	4 220,4	4 294,0	4 471,5
Kapitał obrotowy	-102,0	112,0	-1 017,0	255,8	-723,5	146,6	-25,3
Pozostałe	61,0	1124,0	728,0	312,9	340,8	324,5	263,3
Przepływy inwestycyjne	-10 656,0	-7 775,0	-6 465,0	-6 660,9	-5 636,5	-4 508,0	-4 217,0
CAPEX	-7 935,0	-6 071,0	-6 393,0	-6 703,8	-5 679,4	-4 550,9	-4 259,9
Pozostałe	-2721,0	-1704,0	-72,0	42,9	42,9	42,9	42,9
Przepływy finansowe	3 830,0	-274,0	91,0	-1 043,9	-923,4	-4 182,8	-4 039,5
Emisja akcji	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dług	4 449,0	-1,0	558,0	-630,1	281,7	-3 076,9	-731,0
Dywidenda (buy-back)	-471,0	-1,0	0,0	0,0	-763,5	-680,5	-2 944,3
Pozostałe	-148,0	-272,0	-467,0	-413,8	-441,7	-425,4	-364,2
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	0,41	0,36	1,57
FCF	-1 369,0	1 074,0	-1 727,0	1 001,0	880,5	4 140,0	3 996,6
(CAPEX / Przychody ze sprzedaży)	28,2%	26,3%	24,6%	17,3%	12,8%	10,5%	9,8%

Wskaźniki rynkowe

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

Cena (PLN)	9,0						
Liczba akcji na koniec roku (mln)	1869,8	1869,8	1869,8	1869,8	1869,8	1869,8	1869,8
MC (mln PLN)	16 828,1	16 828,1	16 828,1	16 828,1	16 828,1	16 828,1	16 828,1
Kapitał udziałowców mniej. (mln PLN)	96,0	1250,0	1074,0	1087,0	1100,0	1113,0	1126,0
EV (mln PLN)	21 969,1	25 565,1	27 323,1	27 584,0	27 878,7	24 814,8	24 096,7



wtorek, 25 czerwca 2019 | aktualizacja raportu

Tauron: kupuj (podtrzymana)

TPE PW; TPE.WA | Energetyka, Polska

Realna szansa na dekarbonizację floty wytwórczej

Tauron stanowi ucieleśnienie wszystkich realnych i wymagowanych ryzyk w polskim sektorze energetycznym, tak więc przy obecnym sentymencie trudno się dziwić, iż kurs akcji zachowuje się najgorzej w sektorze (YTD -30% vs. WIG-Energia -15%). W naszej opinii obawy dotyczące zarówno przyszłej rentowności, jak i poziomu zadłużenia są przesadzone, a słabsze przepływy w 1Q'19 nie mogą być ekstrapolowane na kolejne okresy (wpływ czynników jednorazowych i sezonowych). Dodatkowo uważamy, że Spółka może wykorzystać widoczną ewolucję rządu w podejściu do OZE i rozpocząć realną dekarbonizację swojego portfela, co już zostało zasygnalizowane w aktualizacji strategii w maju. Przypominamy też, że Spółka zabezpieczyła w długich kontraktach mocowych płatności rządu 0,6 mld PLN rocznie. W krótkim terminie pozytywnym katalizatorem powinno być uruchomienie rekompensat za zamrożenie cen energii. Podtrzymujemy rekomendację kupuj, obniżając cenę docelową do 2,52 PLN z uwagi na konserwatywne uwzględnienie leasingu MSSF16 na 0,6 mld PLN w długi netto (głównie użytkowanie wieczyste, praktycznie bez wpływu na linię EBITDA).

Nowa strategia dekarbonizacji portfela

Tauron zakomunikował dość unikalną w polskim sektorze strategię obniżania udziału węgla w swoim portfelu, zarówno poprzez wyłączanie starych bloków węglowych (potwierdzenie naszej tezy o restrukturyzacji portfela i jego dostosowaniu do płatności mocowych) jak i sprzedaż części aktywów (kopalnia Janina, segment ciepła). Oczywiście za wcześnie na dyskontowanie takiego scenariusza, ale jego konsekwentna realizacja nie tylko obniży niechęć rynku ekspozycję na węgiel, ale również znacznie ograniczy przyszłe nakłady inwestycyjne (rozbudowa ścian w kopalni, modernizacja starych jednostek pod BAT-y) i poprawy efektywność w generacji (koncentracja aktywów wytwórczych praktycznie w dwóch lokalizacjach). Jednocześnie rozbudowa obszaru OZE nie powinna zbytnio obciążać bilansu Spółki w kontekście deklarowanego zaangażowania PFR i wsparcia w postaci funduszu modernizacyjnego.

Rynek przeszacowuje ryzyka bilansowe

Przypominamy, że kowenanty kredytowe (3,5x DN/EBITDA) są kalkulowane bez uwzględniania leasingów z MSSF16 (0,63 mld PLN) oraz podporządkowanych obligacji hybrydowych (1,96 mld PLN). Na koniec marca tak szacowany parametr wynosił 2,74x. Z naszych prognoz wynika, że ryzyko przekroczenia poziomów granicznych jest przez rynek przeszacowywane. Zrealizowanie się takiego scenariusza „wymagałoby” ceteris paribus wzrostu długu netto o 3,5 mld PLN, albo spadku EBITDA do 2,6 mld PLN z LTM liczonego na koniec marca na poziomie 3,3 mld PLN (nasza roczna prognoza dla bieżącego roku to 3,56 mld PLN). Naszym zdaniem na koniec roku, po normalizacji przepływów z kapitału obrotowego, kowenant spadnie do 2,5x, a w 2021 roku do 2,3x. Przypominamy, że Tauron kończy obecnie projekt w Jaworznie, a średnioroczny capex 2020-23 będzie niższy w stosunku do okresu 2016-19 o ponad 20% (0,8 mld PLN).

(mIn PLN)	2017	2018	2019P	2020P	2021P
Przychody	17 424,6	18 121,7	20 810,0	23 219,0	22 744,9
EBITDA	3 618,4	3 374,7	3 566,1	3 968,2	4 235,4
marża EBITDA	20,8%	18,6%	17,1%	17,1%	18,6%
EBIT	1 879,3	790,7	1 671,1	1 854,9	2 119,9
Zysk netto	1 380,7	204,9	1 108,3	1 175,2	1 383,4
P/E	2,0	13,4	2,5	2,3	2,0
P/CE	0,9	1,0	0,9	0,8	0,8
P/BV	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
EV/EBITDA	3,2	3,9	4,1	3,6	3,2
DPS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
DYield	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Cena bieżąca	1,57 PLN
Cena docelowa	2,52 PLN
Kapitalizacja	2,75 mld PLN
Free float	1,64 mld PLN
Średni dzienny obrót (3 m-ce)	17,9 mln PLN

Struktura akcjonariatu

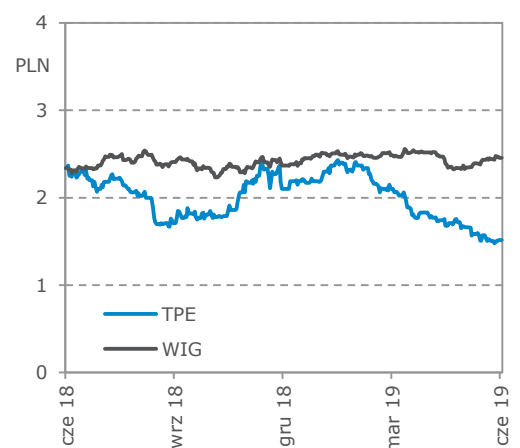
Skarb Państwa	30,06%
KGHM	10,39%
NN OFE	5,06%

Pozostali akcjonariusze 54,49%

Profil spółki

Tauron to trzeci pod względem wielkości zintegrowany koncern energetyczny w Polsce z potencjałem wytwórczym na poziomie 5,0 GW i wydobyciem węgla rządu 5 mln ton rocznie. Koncern jest drugim, największym sprzedawcą detalicznym w Polsce i dostarcza klientom końcowym prawie 34 TWh energii elektrycznej w skali roku. Spółka posiada także infrastrukturę dystrybucyjną, poprzez którą w 2018 roku przesłano ponad 52 TWh energii.

Kurs akcji TPE na tle WIG



Spółka	Cena docelowa		Rekomendacja	
	nowa	stara	nowa	stara
Tauron	2,52	2,89	kupuj	kupuj

Spółka	Cena bieżąca	Cena docelowa		Potencjał zmiany
		nowa	stara	
Tauron	1,57	2,52		+61,1%

Zmiana prognoz od ostatniego raportu	2019P	2020P	2021P
EBITDA	+0,5%	-0,8%	-1,3%
Zysk netto	-1,8%	-11,7%	-8,3%
Energia (EUR/MWh)	+0,0%	+5,6%	+6,0%
Węgiel (PLN/t)	+2,3%	+0,0%	+0,0%
CO ₂ (EUR/t)	+20,0%	+20,0%	+20,0%

Analityk:

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

Wycena

Wartość Tauronu 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 Tauronu szacujemy w perspektywie 9 m-cy na poziomie 2,52 PLN.

Wycena DCF

Założenia modelu DCF:

- Przepływy pieniężne dyskontujemy na koniec czerwca 2019 r. Przy ustalaniu wartości firmy uwzględniamy kapitały mniejszości oraz dług netto na koniec 2018 roku. Uwzględniamy efekt MSSF16 (leasing na 0,63 mld PLN).
- Nadal uwzględniamy zwrot części pomocy publicznej (darmowe uprawnienia) w związku z dublowaniem się wsparcia z rynkiem mocy.

(PLN)	waga	cena
Wycena porównawcza	0%	5,90
Wycena DCF	100%	2,37
cena wynikowa		2,37
cena docelowa za 9 m-cy		2,52

- 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 EEX w EUR/MWh	44,2	47,9	50,0	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8
Cena energii w Polsce w PLN/MWh	166,7	239,3	272,7	255,0	254,0	235,0	235,0	235,0	235,0	235,0	235,0
Cena certyfikatu CO ₂ w EUR/t	16,2	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0
Cena zielonego certyfikatu w PLN/MWh	99,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0
Cena węgla w PKW PLN/t	260,0	275,8	269,6	270,3	270,3	270,3	270,3	270,3	270,3	270,3	270,3
PLN/USD średniorocznie	3,60	3,75	3,59	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60
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 netto (TWh)	16,2	15,6	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7
węgiel kamienny	15,1	13,5	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7
biomasa	0,3	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
gaz ziemny	0,0	0,9	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
wiatr	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
woda	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Wolumen sprzedaży energii (TWh)	34,5	33,5	34,0	34,5	35,0	35,5	36,1	36,6	37,2	37,7	38,3
WRA w dystrybucji (mld PLN)	17,2	17,9	18,3	18,7	19,1	19,5	20,0	20,4	20,9	21,3	21,8

Model DCF

(mln PLN)	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P	2028+
Przychody ze sprzedaży	20 810	23 219	22 745	23 078	22 502	22 770	23 056	23 351	23 654	23 964	23 964
zmiana	14,8%	11,6%	-2,0%	1,5%	-2,5%	1,2%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	0,0%
EBITDA	3 566,1	3 968,2	4 235,4	4 434,7	4 196,2	4 247,8	4 337,1	4 336,1	4 443,1	4 595,6	4 595,6
marża EBITDA	17,1%	17,1%	18,6%	19,2%	18,6%	18,7%	18,8%	18,6%	18,8%	19,2%	19,2%
Amortyzacja	1 895,0	2 113,4	2 115,5	2 175,1	2 161,5	2 215,6	2 280,0	2 355,7	2 441,0	2 528,5	3 061,5
EBIT	1 671,1	1 854,9	2 119,9	2 259,6	2 034,6	2 032,2	2 057,2	1 980,4	2 002,1	2 067,1	1 534,2
marża EBIT	8,0%	8,0%	9,3%	9,8%	9,0%	8,9%	8,9%	8,5%	8,5%	8,6%	6,4%
Opodatkowanie EBIT	317,5	352,4	402,8	429,3	386,6	386,1	390,9	376,3	380,4	392,8	291,5
NOPLAT	1 353,6	1 502,4	1 717,1	1 830,3	1 648,1	1 646,1	1 666,3	1 604,1	1 621,7	1 674,4	1 242,7
CAPEX	-3 712,0	-3 164,6	-2 580,5	-2 696,6	-2 763,4	-2 836,0	-2 910,3	-2 985,8	-3 061,5	-3 136,6	-3 061,5
Kapitał obrotowy	-121,1	-108,5	21,4	-15,0	26,0	-12,1	-12,9	-13,3	-13,6	-14,0	-14,0
Inwestycje kapitałowe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	2,0	3,0
FCF	-584,5	342,7	1 273,5	1 293,8	1 072,1	1 013,7	1 023,0	960,7	987,6	1 052,3	1 228,7
WACC	6,0%	6,1%	6,6%	6,9%	7,2%	7,5%	7,7%	7,9%	8,1%	8,3%	8,5%
współczynnik dyskonta	97,1%	91,5%	85,9%	80,3%	74,9%	69,7%	64,7%	60,0%	55,5%	51,2%	51,2%
PV FCF	-567,8	313,6	1 093,7	1 039,0	803,0	706,4	661,9	576,0	547,8	539,0	
WACC	6,0%	6,1%	6,6%	6,9%	7,2%	7,5%	7,7%	7,9%	8,1%	8,3%	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	56,5%	53,2%	45,6%	38,4%	33,1%	28,5%	24,1%	20,4%	16,8%	13,3%	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)	19 007
Zdyskontowana wartość rezydualna (PV TV)	9 735
Zdyskontowana wartość FCF w okresie prognozy	5 713
Wartość firmy (EV)	15 448
Dług netto 2017	10 767
Udziałowcy mniejszościowi	31
Wartość uprawnień do zwrotu	-503
Ostateczna wartość Grupy Tauron	4 147
Liczba akcji (mln)	1 752,5
Wartość firmy na akcję (PLN)	2,37
9-miesięczny koszt kapitału własnego	6,7%
Cena docelowa (PLN)	2,52
EV/EBITDA('18) dla wyceny DCF	4,3
P/E('18) dla wyceny DCF	4,0
Udział TV w EV	63%

Analiza wrażliwości

	Wzrost FCF w nieskończoności				
	0,0%	1,0%	2,0%	3,0%	4,0%
WACC +1,0 p.p.	0,65	1,12	1,73	2,52	3,61
WACC +0,5 p.p.	0,87	1,41	2,10	3,02	4,31
WACC	1,12	1,73	2,52	3,61	5,18
WACC -0,5 p.p.	1,41	2,10	3,02	4,31	6,26
WACC -1,0 p.p.	1,73	2,52	3,61	5,18	7,66

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.

Analiza porównawcza

	Cena	P/E				EV/EBITDA				Dywidenda 2019-21
		2018	2019P	2020P	2021P	2018	2019P	2020P	2021P	
EDF	11,09	15,5	16,2	12,2	11,1	5,1	4,9	4,6	4,5	3,8%
EDP	3,37	15,8	15,4	14,0	13,3	9,1	8,7	7,9	7,9	5,8%
ENDESA	23,71	17,4	16,6	16,3	15,9	8,8	8,7	8,6	8,5	5,8%
ENEL	6,23	15,5	13,3	12,2	11,6	7,4	7,1	6,8	6,5	5,7%
EON	9,77	14,7	14,1	13,5	12,8	8,2	7,7	7,7	7,1	5,1%
INNOGY	41,72	21,9	27,2	24,8	21,6	9,9	10,7	10,5	10,0	3,2%
RWE	21,92	21,2	21,6	12,5	9,7	15,5	15,6	7,8	7,2	4,3%
CEZ	544,00	28,3	16,2	14,1	14,2	9,0	7,6	7,0	6,9	5,6%
ENEA	8,53	5,5	3,2	2,9	2,4	4,4	3,2	3,0	2,7	0,0%
ENERGA	7,33	4,1	4,1	4,6	4,6	4,0	3,8	4,2	4,4	0,2%
PGE	9,00	10,5	8,0	6,2	4,3	4,2	3,9	3,5	2,6	2,3%
Maksimum		28,3	27,2	24,8	21,6	15,5	15,6	10,5	10,0	5,8%
Minimum		4,1	3,2	2,9	2,4	4,0	3,2	3,0	2,6	0,0%
Mediana		15,5	15,4	12,5	11,6	8,2	7,6	7,0	6,9	4,3%
TAURON	1,57	13,3	2,5	2,3	2,0	3,9	4,1	3,6	3,2	0,0%
(premia / dyskonto) do mediany		-13,8%	-80,2%	-79,8%	-75,8%	-53,0%	-46,4%	-48,1%	-53,7%	-

Implikowana wycena

Mediana	15,5	15,4	12,5	11,6	8,2	7,6	7,0	6,9	4,3%
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 TAURON (PLN)	6,19								
Wartość uprawnień do zwrotu	-0,29								
Implikowana wartość TAURON (PLN)	5,90								

Rachunek wyników

(mln PLN)	2016	2017	2018	2019P	2020P	2021P	2022P
Przychody ze sprzedaży	17 646,5	17 424,6	18 121,7	20 810,0	23 219,0	22 744,9	23 078,3
zmiana	-3,4%	-1,3%	4,0%	14,8%	11,6%	-2,0%	1,5%
w tym KDT	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
EBITDA, w tym	3 336,8	3 618,4	3 374,7	3 566,1	3 968,2	4 235,4	4 434,7
Wydobycie	-82,1	-83,0	-207,2	-121,0	-88,7	-17,7	142,3
Wytwarzanie energii	545,3	537,0	731,4	733,9	1 090,6	1 266,5	1 247,3
Dystrybucja energii	2 394,8	2 282,7	2 517,5	2 499,0	2 532,3	2 574,5	2 643,5
Segment obrotu	490,0	841,2	320,5	452,0	441,8	414,0	402,7
Pozostała działalność	114,6	118,0	134,8	137,5	140,2	143,0	145,9
Pozycje nieprzypisane	-123,8	-78,3	-122,1	-135,3	-147,9	-144,8	-147,0
EBIT	801,5	1 879,3	790,7	1 671,1	1 854,9	2 119,9	2 259,6
zmiana	-142,2%	134,5%	-57,9%	111,3%	11,0%	14,3%	6,6%
marża EBIT	4,5%	10,8%	4,4%	8,0%	8,0%	9,3%	9,8%
Wynik na działalności finansowej	-352,7	-121,7	-286,1	-302,9	-404,0	-412,0	-376,4
Wynik zdarzeń nadzwyczajnych	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pozostałe	60,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Zysk brutto	508,9	1 757,7	504,6	1 368,2	1 450,9	1 707,9	1 883,2
Podatek dochodowy	138,7	374,7	297,6	260,0	275,7	324,5	357,8
Udziałowcy mniejszościowi	2,7	2,3	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Zysk z działalności zaniechanej	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Zysk netto	367,5	1 380,7	204,9	1 108,3	1 175,2	1 383,4	1 525,4
zmiana	-120,3%	275,7%	-85,2%	440,9%	6,0%	17,7%	10,3%
marża	2,1%	7,9%	1,1%	5,3%	5,1%	6,1%	6,6%
Amortyzacja	2 535,3	1 739,1	2 584,0	1 895,0	2 113,4	2 115,5	2 175,1
EBITDA	3 336,8	3 618,4	3 374,7	3 566,1	3 968,2	4 235,4	4 434,7
zmiana	-5,3%	8,4%	-6,7%	5,7%	11,3%	6,7%	4,7%
marża EBITDA	18,9%	20,8%	18,6%	17,1%	17,1%	18,6%	19,2%
Liczba akcji na koniec roku (mln)	1 752,5	1 752,5	1 752,5	1 752,5	1 753,5	1 754,5	1 755,5
EPS	0,2	0,8	0,1	0,6	0,7	0,8	0,9
CEPS	1,7	1,8	1,6	1,7	1,9	2,0	2,1
ROAE	2,2%	8,0%	1,1%	5,9%	5,9%	6,5%	6,7%
ROAA	1,1%	4,0%	0,6%	2,9%	2,9%	3,3%	3,6%

Bilans

(mln PLN)	2016	2017	2018	2019P	2020P	2021P	2022P
AKTYWA	33 456,9	35 835,0	37 097,5	39 948,3	41 363,6	41 756,9	42 328,8
Majątek trwały	29 148,3	31 048,5	32 541,9	34 986,3	36 037,5	36 502,5	37 024,0
Rzeczowe aktywa trwałe	26 355,2	28 079,9	29 238,1	31 773,0	32 954,7	33 510,6	34 125,6
Wartości niematerialne i prawne	1 390,8	1 597,4	1 975,5	1 885,0	1 754,5	1 663,6	1 570,1
Pozostałe aktywa finansowe	468,1	479,1	472,1	472,1	472,1	472,1	472,1
Pozostałe aktywa niefinansowe	422,4	346,8	282,2	282,2	282,2	282,2	282,2
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	50,4	46,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1
Majątek obrotowy	4 308,6	4 786,5	4 555,6	4 961,9	5 326,1	5 254,4	5 304,8
Zapasy	486,1	295,5	509,8	585,4	653,2	639,9	649,2
Należności z tytułu dostaw	1 894,1	2 032,8	2 229,4	2 560,1	2 856,4	2 798,1	2 839,1
Pozostałe aktywa obrotowe	1 524,0	1 533,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0
Aktywa przeznaczone do sprzedaży	19,6	15,9	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7
Środki pieniężne i ich ekwiwalent*	384,9	909,2	823,7	823,7	823,7	823,7	823,7
PASYWA	33 456,9	35 835,0	37 097,5	39 948,3	41 363,6	41 756,9	42 328,8
Kapitał własny	16 649,3	18 036,4	18 295,8	19 404,1	20 579,3	21 962,7	23 488,1
Kapitał akcyjny	8 762,7	8 762,7	8 762,7	8 762,7	8 762,7	8 762,7	8 762,7
Pozostałe kapitały własne	7 886,5	9 273,7	9 533,1	10 641,3	11 816,5	13 199,9	14 725,4
Kapitał mniejszości	30,1	31,4	132,7	130,9	130,9	130,9	130,9
Zobowiązania długoterminowe	11 968,7	12 739,9	11 382,3	12 621,4	12 609,5	11 881,8	11 116,2
Pożyczki i kredyty	8 759,8	9 501,4	8 488,2	9 132,0	9 120,1	8 392,4	7 626,8
Pozostałe	3 208,9	3 238,4	2 894,0	3 489,4	3 489,4	3 489,4	3 489,4
Zobowiązania krótkoterminowe	4 808,9	5 027,4	7 286,7	7 791,8	8 043,9	7 781,5	7 593,6
Pożyczki i kredyty	219,7	351,4	2 475,2	2 662,9	2 659,4	2 447,2	2 224,0
Zobowiązania handlowe	1 863,5	1 839,7	1 922,7	2 207,9	2 463,5	2 413,2	2 448,5
Pozostałe	2 725,6	2 836,2	2 888,9	2 921,1	2 921,1	2 921,1	2 921,1
Dług	8 979,5	9 852,8	10 963,4	12 422,4	12 407,0	11 467,2	10 478,3
Dług netto	8 594,6	8 943,5	10 139,7	11 598,7	11 583,3	10 643,5	9 654,5
(Dług netto / Kapitał własny)	51,6%	49,6%	55,4%	59,8%	56,3%	48,5%	41,1%
(Dług netto / EBITDA)	2,6	2,5	3,0	3,3	2,9	2,5	2,2
BVPS	9,5	10,3	10,4	11,1	11,7	12,5	13,4

*różnica w pozycji środków pieniężnych między bilansem a cash flow wynika z salda na kredycie w rachunku bieżącym

Przepływy pieniężne

(mln PLN)	2016	2017	2018	2019P	2020P	2021P	2022P
Przepływy operacyjne	3 064,2	3 558,7	2 056,8	3 185,0	3 584,0	3 932,3	4 061,9
Zysk netto	367,5	1 380,7	204,9	1 108,3	1 175,2	1 383,4	1 525,4
Amortyzacja	2 535,8	1 739,1	2 584,0	1 895,0	2 113,4	2 115,5	2 175,1
Kapitał obrotowy	54,2	249,5	-237,3	-121,1	-108,5	21,4	-15,0
Pozostałe	106,7	189,5	-494,8	302,9	404,0	412,0	376,4
Przepływy inwestycyjne	-3 627,5	-3 871,7	-3 221,5	-3 681,5	-3 134,1	-2 550,0	-2 666,1
CAPEX	-3 647,4	-3 561,8	-3 575,7	-3 712,0	-3 164,6	-2 580,5	-2 696,6
Pozostałe	19,9	-309,9	354,2	30,5	30,5	30,5	30,5
Przepływy finansowe	590,3	759,6	1 171,4	496,5	-449,9	-1 382,3	-1 395,8
Emisja akcji	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dług	845,2	902,5	1 281,1	831,5	-15,4	-939,8	-988,9
Dywidenda (buy-back)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pozostałe	-254,9	-142,9	-109,7	-335,1	-434,5	-442,5	-406,9
Zmiana stanu środków pieniężnych	27,0	446,6	6,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Środki pieniężne na koniec okresu	354,7	801,4	808,0	808,0	808,0	808,0	808,0
DPS (PLN)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
FCF	-395,0	-68,6	-735,9	-526,9	419,4	1 351,8	1 365,3
(CAPEX / Przychody ze sprzedaży)	20,7%	20,4%	19,7%	17,8%	13,6%	11,3%	11,7%

Wskaźniki rynkowe

	2016	2017	2018	2019P	2020P	2021P	2022P
P/E	7,5	2,0	13,4	2,5	2,3	2,0	1,8
P/CE	0,9	0,9	1,0	0,9	0,8	0,8	0,7
P/BV	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
P/S	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
FCF/EV	-3,5%	-0,6%	-5,7%	-3,6%	2,9%	10,0%	10,9%
EV/EBITDA	3,4	3,2	3,9	4,1	3,6	3,2	2,8
EV/EBIT	14,2	6,2	16,5	8,7	7,8	6,4	5,5
EV/S	0,6	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5
DYield	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Cena akcji w PLN

	1,6						
Liczba akcji na koniec roku (mln)	1752,5	1752,5	1752,5	1752,5	1753,5	1754,5	1755,5
MC (mln PLN)	2746,2	2746,2	2746,2	2746,2	2747,8	2749,4	2750,9
Kapitał udziałowców mniej. (mln PLN)	30,1	31,4	132,7	130,9	130,9	130,9	130,9
EV (mln PLN)	11 370,9	11 721,2	13 018,6	14 475,9	14 462,0	13 523,8	12 536,4

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

PRZEWAGAŻENIE (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

NIEDOWAGAŻENIE (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.

mBank S.A. w ramach Giełdowego Programu Wsparcia Pokrycia Analitycznego (<https://www.gpw.pl/gpwpa>) tworzy materiały analityczne dla spółek: Cognor Holding, Comarch, VRG. Materiały te tworzone są na zamówienie Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. („GPW”), której przysługują autorskie prawa majątkowe do tychże materiałów. Za sporządzanie materiałów mBank S.A. otrzymuje od GPW wynagrodzenie. Wszystkie materiały opracowane w ramach współpracy dostępne są pod adresem: https://www.mdm.pl/ui-pub/site/analizy_i_rynek/analizy_i_rekomendacje/program_wsparcia_pokrycia_analitycznego_gpw

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 przedstawieniem wyłącznie w celach informacyjnych i nie może być kopiowane lub przekazywane osobom trzecim. Niniejszy dokument nie stanowi porady inwestycyjnej, prawnej, księgowej lub porady innego rodzaju, a mBank nie ponosi odpowiedzialności za szkody wynikające lub związane z wykorzystaniem przez odbiorców danych przedstawionych w materiałach. Niniejsze opracowanie, ani żadna z jego kopii nie może być bezpośrednio lub pośrednio rozpowszechniane w Stanach Zjednoczonych, Kanadzie, Australii lub Japonii, ani przekazywane obywatelom lub rezydentom państwa, w którym jego dystrybucja może być prawnie ograniczona, co nie ogranicza możliwości publikacji materiałów stworzonych w ramach Giełdowego Programu Wsparcia Pokrycia Analitycznego na stronach internetowych spółek: Cognor Holding, Comarch, VRG, mBank lub GPW. Osoby, które rozpowszechniają ten dokument powinny mieć świadomość konieczności stosowania się do takich ograniczeń.

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 emitentów przed jego publikacją.

W ciągu ostatnich 12 miesięcy mBank S.A. posiadał podpisaną umowę o świadczenie usług maklerskich ze spółką Enea.

W ciągu ostatnich 12 miesięcy mBank S.A. mógł otrzymać wynagrodzenie za świadczone usługi od spółek Enea, PGE.

Sporządzanie rekomendacji zakończyło się 25 czerwca 2019 o godzinie 08:50.

Pierwsze udostępnienie rekomendacji do dystrybucji miało miejsce 25 czerwca 2019 o godzinie 08:50.

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.

Niniejsze opracowanie zawiera wyciąg z pełnej rekomendacji wydanej przez Dom Maklerski mBanku.

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/analizy_i_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 ENEA wydane w ciągu ostatnich 12 miesięcy

rekomendacja	kupuj	kupuj	kupuj
data wydania	2019-04-02	2019-02-04	2018-11-29
cena docelowa (PLN)	12,51	13,12	15,58
kurs z dnia rekomendacji	8,76	10,73	10,50

Rekomendacje dotyczące spółki ENERGA wydane w ciągu ostatnich 12 miesięcy

rekomendacja	kupuj	kupuj	kupuj	kupuj
data wydania	2019-04-02	2019-02-04	2018-11-29	2018-09-03
cena docelowa (PLN)	12,21	13,26	13,54	15,27
kurs z dnia rekomendacji	8,58	10,14	9,16	8,40

Rekomendacje dotyczące spółki PGE wydane w ciągu ostatnich 12 miesięcy

rekomendacja	kupuj	kupuj	kupuj	kupuj	kupuj	kupuj
data wydania	2019-06-03	2019-05-09	2019-04-02	2019-03-26	2019-02-04	2018-11-29
cena docelowa (PLN)	13,39	13,38	13,66	13,77	14,47	14,82
kurs z dnia rekomendacji	9,23	8,61	10,10	9,88	11,86	11,47

Rekomendacje dotyczące spółki TAURON wydane w ciągu ostatnich 12 miesięcy

rekomendacja	kupuj	kupuj	kupuj	kupuj
data wydania	2019-04-02	2019-02-04	2018-11-29	2018-09-03
cena docelowa (PLN)	2,89	3,12	3,06	2,77
kurs z dnia rekomendacji	2,03	2,37	2,21	2,00

Rekomendacje dotyczące spółki CEZ wydane w ciągu ostatnich 12 miesięcy

rekomendacja	trzymaj	trzymaj	trzymaj	sprzedaj
data wydania	2019-04-02	2019-02-04	2018-11-05	2018-07-04
cena docelowa (CZK)	565,50	537,80	518,72	440,96
kurs z dnia rekomendacji	540,50	568,00	549,00	550,00

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, gaming

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

Piotr Poniąkowski
+48 22 438 24 09
piotr.poniatowski@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