

piątek, 30 października 2020 | raport analityczny

Polenergia: kupuj (nowa)

PEP.WA; PEP.WA | Energetyka, Polska

Podwojenie skali biznesu w 5 lat

Inicjujemy pokrycie analityczne Polenergii z wyceną 62,99 PLN na akcję i rekomendacją kupuj. W naszej opinii spółka jest idealnie spozycjonowana na średnioterminowe trendy regulacyjne w sektorze, jak zaostrożenie celu redukcji emisji w UE (wpływ na wzrost cen CO₂ i rentowność zero/nisko emisyjnych źródeł) czy zmianę nastawienia polskiego rządu do inwestycji w OZE (ustawa 10H, ustawa offshore, rynek zielonych certyfikatów, popyt aukcyjny). Biorąc pod uwagę backlog projektów i potencjał finansowy szacujemy, że Polenergia może w ciągu najbliższych 5 lat rozbudować swoje aktywa wytwórcze o około 300 MW w wietrze i 120 MW w fotowoltaice. Bardzo ciekawym aktywem są też koncesje offshore, aczkolwiek uwolnienie tego potencjału (NPV pierwszego etapu szacujemy na 0,77 mld PLN) wymagać będzie emisji akcji lub pozyskania dodatkowego partnera. Pozytywnie oceniamy nowe inicjatywy w segmencie obrotu, szczególnie linię usług agregacji OZE, która już w tym roku dołoży ~6 mln PLN dodatkowej marży (wolumen energii z instalacji OZE bez prosumenckich podwoi się w perspektywie 2025 roku). Oczekujemy, że pozytywny sentyment do szeroko rozumianego sektora OZE będzie się utrzymywał (regulacje, napływy do funduszy ESG, niskie koszty finansowania, spadek cen technologii), co będzie prowadzić do dalszego re-ratingu wyceny (branżowy EV/EBITDA wzrósł w ostatnich 5 latach o 30%, a Polenergia wciąż jest notowana z 15% dyskontem do grupy porównawczej).

Polityka redukcji emisji będzie wspierać

Zapowiedź zaostrożenia celów redukcyjnych w UE powinna zaowocować reformą systemu ETS (rozszerzenie o nowe sektory, wzrost wskaźnika LFR, obniżenie darmowych alokacji). Oczekujemy, że w perspektywie 2030 roku nadwyżka uprawnień na rynku zostanie obniżona z obecnych 1,6 mld ton do 0,25 mld ton, a w efekcie ceny wzrosną z obecnych 25 EUR/t do 50 EUR/t. Przełoży się to na ceny energii i rentowność źródeł nisko/zero emisyjnych.

Przygotowany backlog projektów

W fazie budowy lub RTB znajduje się ~200 MW w wietrze i 27 MW w PV, a na mniej zaawansowanym etapie rozwoju spółka posiada projekty o mocy przekraczającej 300 MW. Rozpoczęte inwestycje mają już zabezpieczone długoterminowe finansowanie, a bilansowy potencjał wkładu własnego pozwala naszym zdaniem na realizację projektów o wartości >3 mld PLN w perspektywie 5 lat (capex uwzględniony w modelu to 2,5 mld PLN).

Potencjał nowych linii biznesowych

W ramach strategii 2019-24 spółka zdefiniowała kilka nowych obszarów rozwoju, z czego część linii biznesowych wystartowała już w tym roku i kontrybuuje do wyniku EBITDA. Szczególnie obiecująco wygląda segment agregacji OZE (uwzględniamy ponad 10 mln PLN marży w perspektywie 2024), ale potencjał wzrostu ma również sprzedaż B2B. Jeśli chodzi o program rozwoju przemysłowej kogeneracji gazowej to na razie nie uwzględniamy go w modelu do czasu ogłoszenia konkretnych projektów.

(mln PLN)	2018	2019	2020P	2021P	2022P
Przychody	3 448,7	2 596,6	1 689,1	1 843,3	2 043,6
EBITDA	179,3	261,9	276,2	291,0	319,4
marża EBITDA	5,2%	10,1%	16,4%	15,8%	15,6%
EBIT	83,8	160,4	173,5	183,5	194,0
Zysk netto	3,4	109,0	105,8	108,1	105,5
P/E	568,7	17,8	18,3	17,9	18,4
P/CE	19,6	9,2	9,3	9,0	8,4
P/BV	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2
EV/EBITDA	14,1	9,3	9,0	9,5	9,6
DPS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
DYield	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Cena bieżąca	42,60 PLN
Cena docelowa	62,99 PLN
Kapitalizacja	1,94 mld PLN
Free float	0,63 mld PLN
Średni dzienny obrót (3 m-ce)	0,8 mln PLN

Struktura akcjonariatu

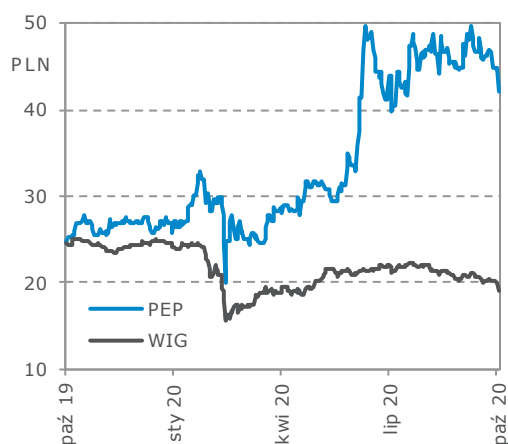
Mansa Investments	51,64%
China CEE Investment Fund	15,99%
OFE Aviva	8,21%
OFE Generali	6,61%
OFE NN	5,66%

Pozostali akcjonariusze 11,89%

Profil spółki

Polenergia to prywatna, zintegrowana spółka energetyczna operująca przede wszystkim w sektorze OZE z 249 MW zainstalowanymi w onshore i 8 MW PV (plus rozbudowany portfel projektów na różnym etapie realizacji). Spółka posiada również sieć dystrybucyjną z WRA na poziomie 110 mln PLN oraz gazowe aktywa kogeneracyjne. Polenergia prowadzi również działalność w szeroko rozumianym segmencie obrotu energią (trading, zarządzanie portfelem, sprzedaż B2B, agregacja OZE).

Kurs akcji Polenergii na tle WIG



Spółka	Cena docelowa		Rekomendacja	
	nowa	stara	nowa	stara
Polenergia	62,99	-	kupuj	-

Spółka	Cena bieżąca	Cena docelowa	Potencjał zmiany
Polenergia	42,60	62,99	+47,9%

Analitik:

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

Podsumowanie inwestycyjne

W oparciu o wycenę porównawczą i model DCF wyceniamy akcje Polenergii na poziomie 62,99 PLN i inicjujemy wydawanie rekomendacji z zaleceniem kupuj. Poniżej podsumowujemy główne argumenty i przesłanki.

Portfel projektów OZE

Polenergia posiada duże doświadczenie w przygotowaniu i realizacji projektów OZE, a jej portfel produkcyjny to 249 MW w wietrze i 8 MW w fotowoltaice. Aktualnie w trakcie budowy znajdują się farmy wiatrowe o mocy 186 MW (z kontraktami aukcyjnymi i zabezpieczonym finansowaniem), a w fazie RTB spółka posiada projekty PV o mocy 27 MW i 13 MW w wietrze. W przygotowaniu znajduje się także 82 MW w wietrze (decyzja uzależniona od ustawy 10H), a strategiczny cel do 2024 roku to przygotowanie inwestycji o mocy 300 MW. W przypadku fotowoltaiki projekty we wstępnej fazie mają moc 238 MW.

Potencjał finansowania projektów za ~3 mld PLN

Spółka zabezpieczyła w tym roku finansowanie zewnętrzne dla najbardziej zaawansowanych projektów OZE, z czego 0,8 mld PLN to bankowe umowy kredytowe, a 0,23 mld PLN to pożyczka od głównego akcjonariusza. Uwzględniając aktualny stan gotówki w spółce matce oraz perspektywę dywidend ze spółek celowych w kolejnych latach, szacujemy że przy średnim LTV na poziomie 70% Polenergia ma potencjał realizacji projektów wartych ponad 3 mld PLN w horyzoncie najbliższych 5 lat. Nasze prognozy CAPEX w latach 2020-25 to 2,5 mld PLN.

Perspektywa wzrostu cen CO₂

Zapowiedź zaostreżenia celów redukcyjnych w UE powinna zaowocować reformą systemu ETS (rozszerzenie o nowe sektory, wzrost wskaźnika LRF, obniżenie darmowych alokacji). Oczekujemy, że w perspektywie 2030 roku nadwyżka uprawnień na rynku zostanie obniżona z obecnych 1,6 mld ton do 0,25 mld ton, a w efekcie ceny wzrosną z obecnych 25 EUR/t do 50 EUR/t. Przełoży się to na ceny energii i bezemisyjne/niskoemisyjne źródła Polenergii (te spoza systemu aukcyjnego) będą beneficjentem tego procesu.

Szansa na wzrost cen zielonych certyfikatów

Obecnie ceny świadectw pochodzenia oscylują wokół 140 PLN/MWh. Teoretyczny maksymalny poziom wyznaczony przez ustawę to 300 PLN/MWh (opłata zastępcza, z której i tak póki co nie można skorzystać jest wyznaczana jako 125% średniej ceny certyfikatów z roku poprzedniego). Oczekujemy, że wraz z prognozowanym spadkiem nadpodaży certyfikatów w kolejnych latach, ceny będą liniowo wzrastać do 200 PLN/MWh. Ten parametr dotyczy produkcji wiatrowej rzędu 0,7 TWh rocznie (przy stopniowej utracie wsparcia do 2030 roku).

Napływy do funduszy ESG

Istotnym katalizatorem wzrostu zainteresowania sektorem OZE są widoczne rosnące napływy do funduszy inwestycyjnych opierających politykę inwestycyjną o kryteria ESG. W 2Q'20 ta klasa funduszy, z wpłatami netto rzędu 61 mld USD, odpowiadała za 1/3 wszystkich napływów do funduszy inwestycyjnych w Europie. W ujęciu globalnym napływy sięgnęły 71 mld USD, a aktywa pod zarządzaniem wzrosły do 1,06 bln USD. Jeśli chodzi tylko o fundusze akcyjne to napływy do portfeli ESG w Europie w 2Q sięgnęły 35 mld USD, o ponad 63% więcej niż do tradycyjnych produktów. Te tendencje są wspierane nie tylko przez marketing, ale również przez stopy zwrotu osiągane przez fundusze ESG na tle grupy porównawczej.

Dyskonto do europejskich peers'ów

Sentyment do szeroko definiowanego sektora OZE jest napędzany poprawą otoczenia regulacyjnego i perspektywą wzrostu wyników w dłuższym terminie. W efekcie obserwujemy ekspansję mnożników wyceny. Re-rating na dobre zaczął się w ubiegłym roku, ale proces wyraźnie przyspieszył w ostatnich miesiącach. Na 30 monitorowanych spółek tylko 4 na przestrzeni 5 lat nie zanotowały wzrostu wskaźnika EV/EBITDA 12M FWD, a mediana tego przyrostu sięga 30%. Aktualnie Polenergia jest naszym zdaniem notowana z 15% dyskontem do ważonej grupy porównawczej (wg udziału poszczególnych segmentów działalności w EBITDA).

Potencjał projektu offshore

Spółka w ramach JV z Equinor (50:50) posiada 3 koncesje na budowę morskich farm wiatrowych na Bałtyku o mocy do 3 GW. Do startu w ramach pierwszej fazy wsparcia w 2021 roku gotowe będą farmy o mocy 1,4 GW. W bazowym scenariuszu (przy naszych założeniach CfD, LTV, CAPEX/MW, load factor) wartość NPV tego projektu przypadająca na spółkę szacujemy na 0,77 mld PLN. Realizacja tej inwestycji wymagać będzie jednak dodatkowego potencjału finansowego i dlatego na razie nie uwzględniamy tej wartości w wycenie (uwzględniamy tylko aktualną księgową wartość licencji offshore na poziomie 0,15 mld PLN).

Potencjał segmentu usług agregacji OZE

W ramach celów strategicznych spółka wyodrębniła linię biznesową agregacji OZE i świadczenia usług bilansowania/profilowania dla niezależnych operatorów źródeł odnawialnych. Docelowo Polenergia chce mieć 20% udział na tym rynku. W tym roku marża brutto wygenerowana z tej działalności powinna sięgnąć około 6 mln PLN, a w kolejnych latach powinna rosnąć wraz z oczekiwanym zwiększeniem produkcji z OZE (większość nowych źródeł w Polsce, powstaje poza dużymi zintegrowanymi koncernami). Według naszych szacunków produkcja z lądowych farm wiatrowych i PV (bez instalacji prosumenckich) podwoi się w perspektywie 2025 roku.

Czynniki ryzyka

Ryzyko zmian w regulacjach

Spółka jest eksponowana na ryzyko regulacyjne praktycznie we wszystkich liniach biznesowych (systemy wsparcia OZE, rynek mocy, regulacje rynku energii i rynku bilansującego) i ewentualne zmiany mogą istotnie wpływać na jej rentowność czy opłacalność przygotowywanych projektów inwestycyjnych. W ostatnich latach w Polsce przewidywalność regulacji na rynku energii była dość ograniczona, podobnie jak stabilność wprowadzanych rozwiązań (kwestia systemu zielonych certyfikatów, zamrożenie cen energii, zmiany w zakresie obliwa giełdowego, ustawa odległościowa, przeciągające się prace nad PEP40). Istotne dla działalności spółki są również regulacje na poziomie europejskim (finalny kształt propozycji KE i harmonogram).

Ryzyko emisji akcji pod projekt offshore

Według naszych szacunków wymagany wkład własny do projektu offshore (pierwszej fazy 1,44 GW) po stronie Polenergii sięgałby 2,2-2,6 mld PLN. Biorąc pod uwagę inne planowane inwestycje wygospodarowanie takiej kwoty organicznie nie będzie możliwe w okresie budowy tej farmy (2022-25). Oznaczać to może konieczność pozyskania kolejnych partnerów do SPV albo emisję akcji. W tym drugim scenariuszu, pomimo atrakcyjności inwestycyjnej spółki i samego projektu, taka perspektywa może standardowo wywierać presję na kurs akcji.

Wpływ warunków pogodowych

Portfel odnawialnych aktywów wytwórczych jest eksponowany na zmienność warunków pogodowych, które determinują poziom load factor (przykładowo amplitudy średniej rocznej produktywności floty wiatrowej Polenergii w ostatnich latach sięgają 6 punktów procentowych). Ma to oczywiście wpływ na poziom produkcji i sprzedaży energii, ale również na koszty bilansowania i profilu (odchylenia od prognoz generują dodatkowe koszty w zarządzaniu portfelem). Dotyczy to zarówno portfela własnego, jak i usługi agregacji OZE świadczonej dla operatorów zewnętrznych.

Ekspozycja na ceny energii

Obecny portfel wytwórczy Polenergii jest bezpośrednio eksponowany na rynkowe ceny energii, a poza źródłami gazowymi funkcjonuje w oparciu o koszty stałe. Ewentualne istotne zmiany w notowaniach rynkowych mogą więc bardzo istotnie wpływać na rentowność spółki. Przykładowo każde +/-30 PLN/MWh implikuje zmianę rocznych przychodów segmentu onshore o ponad 20 mln PLN (~10% tegorocznego strumienia EBITDA).

Wpływ pandemii na wolumeny

Pandemia COVID-19 ze względu na wprowadzane restrykcje ma bezpośredni wpływ na sektor energetyczny poprzez spadek zapotrzebowania na energię, co wpływa na load factor sterowalnych źródeł i ceny na rynku. Dodatkowo generuje koszty bilansowania portfela sprzedażowego (odsprzedaż energii nieodebranej przez klientów) i obniża poziom przychodów realizowanych przez operatorów sieci dystrybucyjnych. W 2Q, w okresie pierwszego lockdown'u, Polenergia zanotowała 21% spadek dostarczonych wolumenów w swojej sieci przesyłowej i 18% spadek sprzedaży energii. Kolejne „zamrożenie” gospodarki może wygenerować podobne konsekwencje i potencjalnie wpłynąć na jakość należności (spółka rozwija sprzedaż energii do klientów końcowych).

Ryzyko wzrostu kosztów finansowania

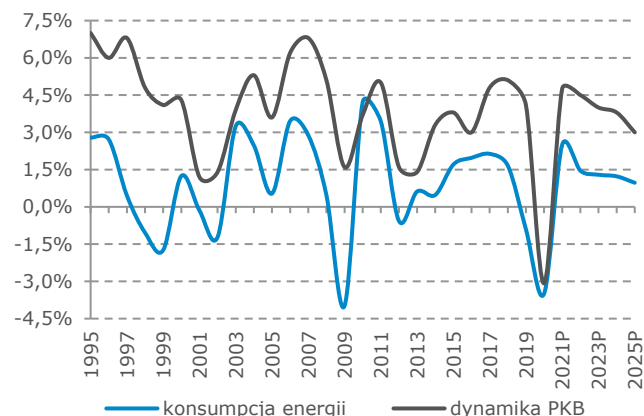
Koszty finansowania stanowią istotny komponent analizy opłacalności i konkurencyjności prowadzonych projektów OZE. Na koniec czerwca 2020 kredyty brutto na bilansie Polenergii wynosiły 0,79 mld PLN. Kredyty są denominowane w PLN, a według naszych szacunków średnia marża powyżej WIBOR w ostatnich 3 latach wynosiła 3,2%. Spółka stara się aktywnie zabezpieczać ryzyko stopy procentowej w obecnej sprzyjającej sytuacji rynkowej (obecnie >50% ekspozycji jest już zabezpieczone).

Rynek energii w Polsce

Bilans popytu i podaży

Konsumpcja energii w Polsce w średnim terminie jest skorelowana z PKB i dynamiką produkcji przemysłowej, aczkolwiek te relacje w ostatnich latach ulegają lekkiemu rozluźnieniu z uwagi na **widoczny trend poprawy efektywności energetycznej** i ograniczania energochłonnych procesów. Zjawisko to jest przede wszystkim widoczne w kategorii największych przedsiębiorstw i gospodarstw domowych, które odpowiadają odpowiednio za 20% i 22% popytu ogółem. W ostatnich 5 latach CAGR zużycia energii w tych grupach klientów wynosił odpowiednio -0,1% i +0,6%, podczas gdy średnioroczny wzrost PKB sięgnął w tym czasie +4,2%. Dla porównania konsumpcja w obszarze średnich przedsiębiorstw zwiększała się tym okresie średnio +3,2% rocznie (mniejsi odbiorcy komercyjni +1,8%). Ten rok jest oczywiście specyficzny z uwagi na wpływ COVID-19, choć spadki zapotrzebowania w 2Q w Polsce były znacznie niższe od tych z Europy Zachodniej (-8,5% vs -15-20%). Bazując na prognozach PKB naszych makroekonomistów oczekujemy, że **zużycie energii spadnie w całym roku 2020 o 3,5%**. W kolejnym roku powinno nastąpić odbicie rzędu +2,5%, a następnie dynamika będzie spadać w kierunku 1% w 2025 roku, odpowiadającemu wzrostowi PKB rzędu 3%. Takie scenariusz oznacza, że **roczny popyt w perspektywie 5 lat zwiększy się z obecnego poziomu o około 12 TWh**, co odpowiada potencjałowi konwencjonalnej jednostki rzędu 2,0-2,3 GW (przy load factor 60-70%).

Dynamika zużycia energii elektrycznej w Polsce na tle wzrostu PKB

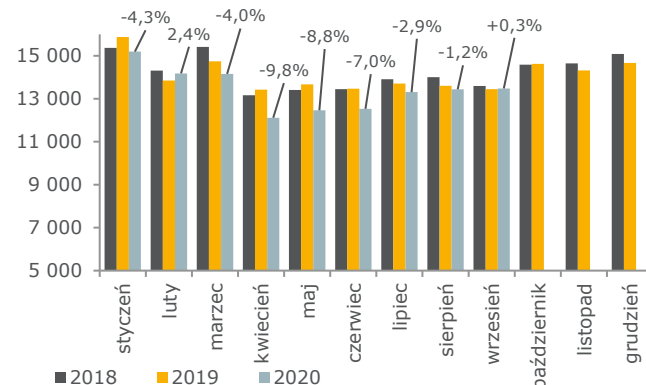


Źródło: PSE, szacunki mBanku

Analiza odczytów zużycia w interwałach miesięcznych dodatkowo przypomina o **wpływie pogody na dynamikę w ujęciu r/r**. Wyższe temperatury w styczniu i lutym to główny powód niskich dynamik w tych miesiącach (w lutym zniekształcone dane przez dodatkowy 29. dzień), mimo braku wpływu epidemii, która pojawiła się w statystykach dopiero w drugiej połowie marca. W maju i czerwcu z kolei negatywny efekt COVID-19 został wzmocniony przez niższe temperatury. **Te elementy mogą zaniżyć bazę odniesienia dla roku 2021**, co staraliśmy się w powyższych prognozach uwzględnić. Utrzymujące się ujemne dynamiki w lipcu/sierpniu oraz podobne odczyty we wrześniu wskazują, że aktywność gospodarcza wciąż nie wróciła do referencyjnych poziomów sprzed pandemii. Najbardziej odczuwa to segment mniejszych i średnich odbiorców komercyjnych (-10% w 2Q'20). Dynamika w konsumpcji gospodarstw domowych w okresie lockdown'u sięgała +3%, co jest dość intuicyjne. W naszym bazowym

scenariuszu nie zakładamy ponownego zamknięcia gospodarki, ale nawet przy braku masowych restrykcji rządowych, trudno będzie wyjść większy na plus r/r na popycie w najbliższych miesiącach (po lepszym wrześniu, dane PSE za ostatnie 4 tygodnie znowu implikują spadek -0,5% r/r).

Zużycie energii elektrycznej w Polsce (GWh) w ujęciu miesięcznym



Źródło: PSE

Jeśli chodzi o strukturę pokrycia zapotrzebowania na energię, to ten rok przynosi kontynuację **spadku produkcji z węgla**, zarówno brunatnego, jak i kamiennego. Jest to wypadkowa zarówno wspomnianego spadku popytu, rosnącego importu, jak i zmian w krajowym merit order (wyższa produkcja z gazu i OZE). W obecnej sytuacji PSE, podobnie jak w ubiegłym roku, decyduje się na **redukcję nowszych, większych i bardziej efektywnych bloków, aby utrzymać na minimum technicznym bloki klasy 200 MW** w celu zapewnienia bezpieczeństwa systemu (elastyczność). Przykładowo, elektrownie na węgiel brunatny PGE w 1H'20 pomimo wyższej dyspozycyjności zanotowały dalszy spadek wykorzystania mocy (58% vs 65% przed rokiem i 75% w roku 2018). W 2H ta dynamika pewnie się nieco poprawi z uwagi na niską bazę odniesienia (kumulacja remontów w 2H'19), ale póki co nic nie wskazuje na trwałą zmianę trendu. Nowe bloki węglowe klasy 1000 MW w Opolu i Kozienicach pracują w tym roku odpowiednio na 47% i 54% netto load factor, podczas gdy inwestycje projektowane były na pracę na poziomie 70% godzin w roku. Po stronie podażowej w listopadzie ma pojawić się jeszcze blok 910 MW w Jaworznie, co dodatkowo może wpłynąć na obciążenie pozostałych jednostek.

Produkcja energii w Polsce w podziale na źródła

(TWh)	2018	2019	r/r	9M'20	9M'19	r/r
El. zawodowe	143,2	134,2	-6%	91,8	100,8	-9%
cieplne w tym						
w. kamienny	82,4	78,2	-5%	51,4	58,6	-12%
w. brunatny	49,1	41,5	-15%	28,5	31,7	-10%
gaz	9,6	12,1	26%	9,9	8,5	16%
wodne	2,2	2,5	12%	1,9	1,9	1%
El. przemysł.	10,0	10,2	2%	7,1	7,4	-5%
OZE	12,0	14,3	20%	11,7	10,2	16%
Razem	165,2	158,8	-4%	110,6	118,4	-7%

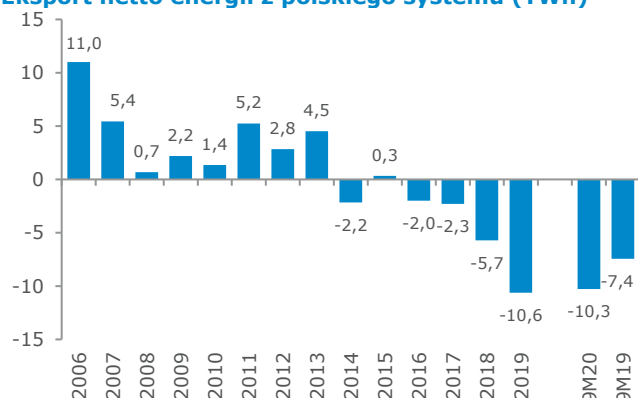
Źródło: PSE

Tak jak wspomnieliśmy wcześniej, trudna sytuacja bloków węglowych to częściowo **efekt rosnącego importu**. Po mocnym wzroście w roku ubiegłym (włączenie linii Krajnik-Vierraden po instalacji przesuwników fazowych), dane PSE wskazują na kontynuację trendu (przyrost o 2,8 TWh za 9M). Relacje cenowe niezmiennie do importu

zachęcają, ale w tym roku zwiększenie wymiany transgranicznej to przede wszystkim pochodną **implementacji rozporządzenia UE 2019/943 w sprawie obowiązku udostępniania nie mniej niż 70% istniejących zdolności przesyłowych**. Polska z uwagi na „strukturalne ograniczenia sieciowe” będzie te przepisy wdrażała liniowo do końca 2025 roku. Najniższy punkt startowy dotyczy infrastruktury na połączeniu synchronicznym DE/CZ/SK (obecnie rynkowo udostępniane 0-20% przepustowości). W przypadku połączeń z Ukrainą, Litwą i Szwecją (łączny potencjał importu 1320 MW) udostępniane przepustowości w kierunku importowym spełniają już wspomniany wymóg 70%. Poniżej przypominamy o planowanych inwestycjach w nowe połączenia transgraniczne w perspektywie 2030 roku. Uwzględniając te projekty i wpływ wspomnianego rozporządzenia można oczekiwać, że **przy utrzymaniu obecnych relacji cenowych** (to założenie przy dzisiejszych spreadach wydaje się oczywiste, ale nie można wykluczyć że zmiany miks w Niemczech po wyłączeniu atomu i węgla wpłyną pozytywnie na ceny na tym rynku) **import może teoretycznie zwiększyć się do 2026 roku nawet o 13-14 TWh rocznie** (zwiększenie/uwolnienie mocy importowych > 2000 MW). Niemniej jednak trzeba pamiętać, że PSE będzie zapewne udostępniać przepustowości głównie na rynku spot i dlatego docelowo oczekujemy, że **import nie przekroczy 15% krajowej konsumpcji, czyli 18 TWh w 2030 roku**.

- **Połączenie synchroniczne PL/DE/CZ/SK:** prace na linii Krajnik-Vierraden potrwają do końca 2021 roku i uwolnią 500 MW mocy importowych. Projekt GerPol Power Bridge I ma być zrealizowany do końca 2024 roku i zwiększyć importową przepustowość o kolejne 1500 MW. W planach po 2030 roku jest również budowa drugiego mostu na granicy z Niemcami o potencjale 1500 MW, ale w tym wypadku decyzja jeszcze nie zapadła.
- **Połączenie z Litwą:** do końca 2025 roku ma powstać druga nitka połączenia transgranicznego z Litwą poprzez ułożenie kabla podmorskiego zwiększającego potencjał importowy o 700 MW. Niedawno KE poinformowała, że na synchronizację krajów bałtyckich z Polską przeznaczony około 720 mln EUR, z czego na wspomniany kabel podmorski 500 mln EUR.
- **Połączenie z Danią:** analizowane jest połączenie transgraniczne o mocy 600 MW, ale horyzont tej potencjalnej inwestycji wybiega poza rok 2030.
- **Połączenie z Ukrainą:** temat reaktywacji linii Rzeszów-Chmielnicka (potencjał 500-600 MW) powraca co jakiś czas, ale żadne decyzje w tej sprawie nie zostały podjęte.

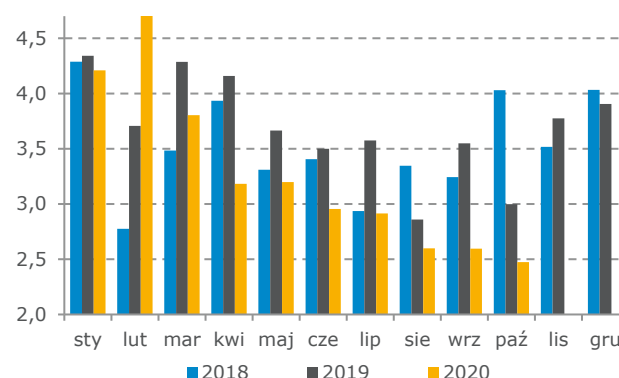
Eksport netto energii z polskiego systemu (TWh)



Źródło: PSE, opracowanie mBanku

Obok spadającego popytu i wyższego importu głównym katalizatorem spadku wykorzystania mocy w elektrowniach węglowych jest **wzrost produkcji energii ze źródeł odnawialnych**. W przypadku farm wiatrowych przyrost mocy zainstalowanej (YTD +500 MW) jest w tym roku nieco neutralizowany przez znacznie gorsze r/r warunki wietrzne (-10% r/r, ale to efekt zawyżonej bazy, ponieważ poprzedni rok był wyjątkowo wietrzny), ale i tak w pierwszych 9 miesiącach generacja z tych źródeł rośnie +2% (+0,2 TWh). Dynamiczniej przyrasta produkcja z instalacji fotowoltaicznych, które powstają zarówno na fali inwestycji prosumenckich (program „Mój prąd”), jak i aukcji rozstrzygniętych w latach ubiegłych. Według danych PSE z początkiem października moc zainstalowana PV w Polsce przekroczyła 2,68 GW i w całym roku przyrost produkcji może sięgnąć ponad 1 TWh.

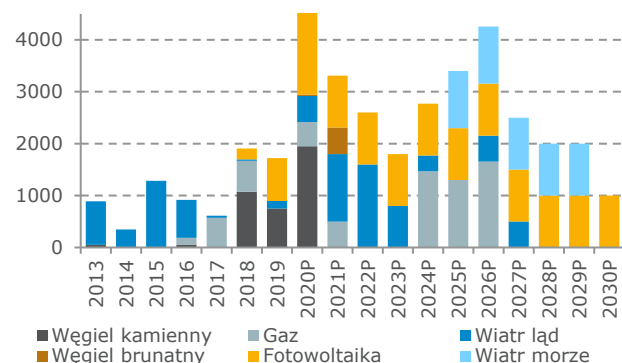
Średnia prędkość wiatru w Szczecinie w poszczególnych miesiącach (m/s)



Źródło: WFOR, szacunki mBanku

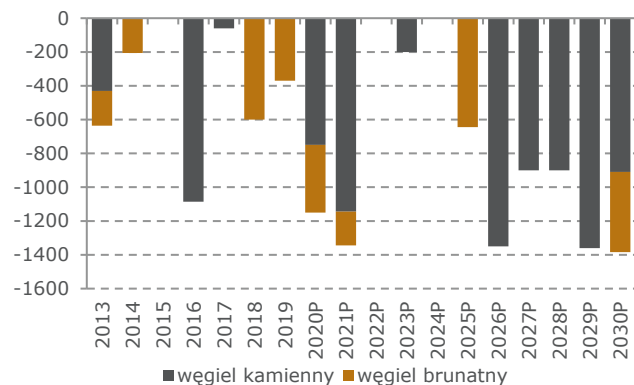
W kolejnych latach należy **oczekiwać dalszego wzrostu mocy odnawialnych**, co będzie pochodną zarówno już rozstrzygniętych aukcji (w drodze około 3,4 GW w wietrze i 1,7 GW w PV), jak i kolejnych (w zaplanowanej na ten rok rząd chce zakontraktować około 0,8-1,0 GW w wietrze i 1,5 GW w PV, a w planach na rok 2021 jest mowa o 0,3 GW w wietrze i 1,7 GW w PV). Oznacza to przyrost mocy odnawialnych **w perspektywie 2025 roku o około 10 GW, bez morskich farm wiatrowych** które dołożą kolejne 5,9 GW do 2030 roku (szerzej o rozwoju OZE w dalszej części raportu). Dodatkowo można oczekiwać spopularyzowania **formuły PPA** i finansowania projektów bez udziału rządowego wsparcia, ale na ten moment trudno oszacować potencjał tego rynku. Podobnie wygląda sytuacja z **rozwojem prosumenckich mikroinstalacji** fotowoltaicznych. Program „Mój Prąd” wesprze zbudowanie 200 tys. instalacji o łącznej mocy ~1000 MW (dotychczasowa liczba zgłoszeń to 130 tys. na łączną moc 730 MW), ale nawet bez jego przedłużenia, okres zwrotu dla paneli dachowych może być atrakcyjny (8-9 lat). Nie można więc wykluczyć, że podaż energii słonecznej z tego segmentu rynku nadal będzie rosła, choć wyzwaniem w kolejnych latach mogą być ograniczenia sieciowe w dystrybucji.

Prognoza przyrostu mocy zainstalowanej wg źródeł (MW)



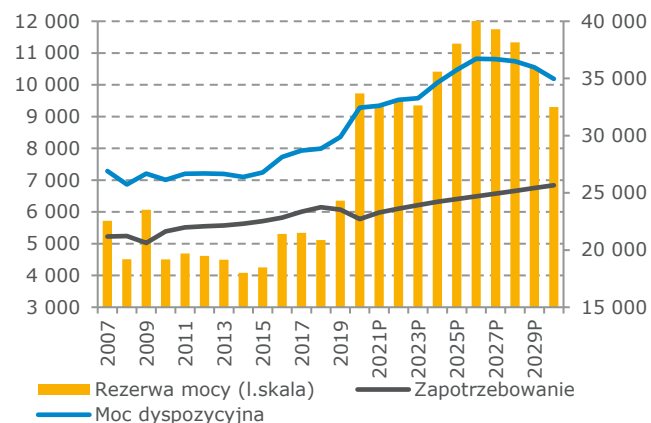
Strona podaźowa będzie też rosnać po stronie źródeł konwencjonalnych. W tym roku do użytku będzie jeszcze oddany blok węglowy 910 MW w Jaworznie, a w przyszłym roku blok 496 MW na węgiel brunatny w Elektrowni Turów). W systemie pojawiają się także elektrociepłownie gazowe w Stalowej Woli (synchronizacja nastąpiła w sierpniu tego roku) oraz Warszawie (EC Żerań – termin uruchomienia to kwiecień 2021). W aukcjach mocowych na roku 2024 zakontraktowano 1400 MW w blokach gazowych ZEDO i 70 MW w Oświęcimiu, a w planach na kolejne lata przewijają się jeszcze następujące projekty oparte na tym paliwie: Grudziądz (600 MW potencjalnie w 2025 r.), Ostrołęka (700 MW w 2025 r.), Rybnik (700 MW potencjalnie w 2026 r.), EC Siekierki (500 MW w 2026 r.) i Gdańsk (456 MW w 2026 r.). **Łączny przyrost bloków gazowych w perspektywie 2026-27 szacujemy na ~5 GW.**

Oczekiwane wyłączenia bloków w perspektywie 2030 roku w MW



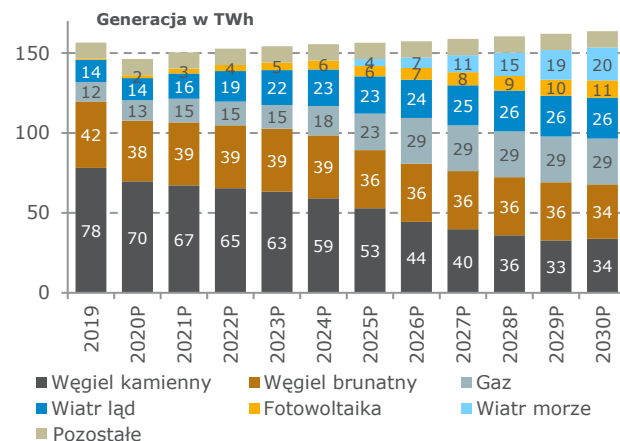
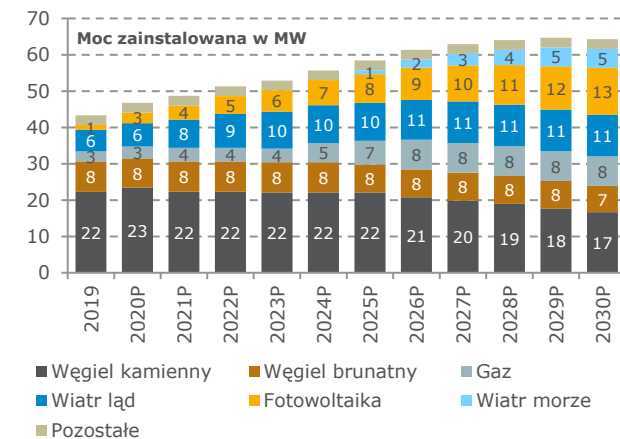
W międzyczasie należy też oczekiwać **systematycznego wycofywania z eksploatacji starych bloków węglowych**, który to proces powinien przyspieszyć po wygaśnięciu wsparcia w ramach rynku mocy w 2025 roku. **W perspektywie 2030 roku wyłączenia mogą sięgnąć >10 GW**, głównie w węglu kamiennym (m.in. ZEDO, Rybnik, Jaworzno, Łaziska, Kozienice). W instalacjach na węgiel brunatny w tym horyzoncie zamknięcie zapowiedział tylko ZEPAK, który planuje wyłączyć bloki w Pątnowie I i Pątnowie II o łącznej mocy 1,1 GW. Wygaszanie Elektrowni Turów i Bełchatów przypadnie na kolejną dekadę. W przypadku elektrowni węglowych katalizatorem tych wyłączeń, obok coraz niższego obciążenia, będzie **zakończenie wsparcia z rynku mocy (połowa 2025 roku)** i **wymogi BAT/BREF** (niedostosowane bloki mogą wnioskować o odstępstwo, co może wydłużyć ich obecność w systemie pomimo wdrożenia tych konkluzji od sierpnia 2021 roku).

Prognoza średniej dobowej rezerwy dyspozycyjnej mocy* w polskim systemie w MW



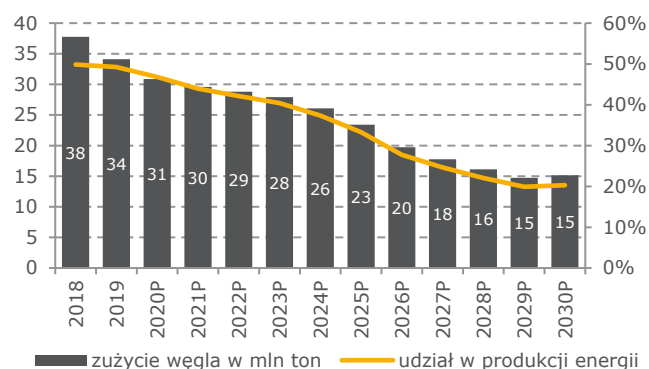
Uwzględnienie powyższych planów rozbudowy mocy zainstalowanej i aktualnie zgłoszonych wyłączeń, implikuje **wzrost rezerwy mocy dyspozycyjnej w polskim systemie do 2026 roku** powyżej 12 GW wobec 6 GW notowanych w 2019 roku. Pierwsza fala tego wzrostu dokonała się już w tym roku (Opole, Jaworzno, ECSW), a kolejne większe przyrosty pojawią się wraz z uruchamianiem morskich farm wiatrowych. W kolejnych latach ta nadwyżka będzie się zmniejszać, ale w 2030 roku nadal będzie wyższa niż 9 GW.

Prognozy miks energetyczny Polski do 2030 roku – moc zainstalowana i produkcja



Podsumowując, w perspektywie 2030 roku moc zainstalowana netto w Polsce powinna zwiększyć się o 17 GW, ale **produkcja z lokalnych źródeł wzrośnie tylko o ~12%**. Będzie to zarówno pochodną kontynuacji **wzrostu importu** (w 2030 r. będzie on pokrywał 10% zapotrzebowania wobec 9% obecnie), jak i modelowo **niższej produktywności** uruchamianych źródeł **OZE**. W naszym scenariuszu udział węgla kamiennego w produkcji spada w tym horyzoncie do 20% z 47% obecnie (wraz z węglem brunatnym będzie to 41% vs 72% obecnie). Oczywiście finalna produkcja w blokach węglowych będzie pochodną decyzji PSE i obciążenia elektrowni gazowych (relacja cen węgla/gazu i poziom CO₂), ale w naszych obliczeniach przy load factor dla gazu na poziomie 40%, obciążenie bloków na węgiel kamienny spadnie z obecnych 35% do 22%. Oznacza to, że skala wyłączeń mocy będzie ostatecznie większa od planowanej. Przy minimum technicznym na poziomie 40% można szacować, że **w drugiej połowie dekady przed dylematem wygaszenia staną elektrownie o mocy 6 GW**.

Udział węgla kamiennego w generacji energii i zapotrzebowanie ze strony energetyki w mln ton



Źródło: opracowanie mBanku

Polityka Energetyczna do 2040 roku

Nasze powyższe kalkulacje warto odnieść do oficjalnych planów rządu dotyczących przyszłego miks energetycznego kraju. Ministerstwo Klimatu we wrześniu ogłosiło zaktualizowane założenia Polityki Energetycznej do 2040 roku, ale **oficjalny dokument ma pojawić się dopiero po zatwierdzeniu przez rząd**. Z udostępnionej krótkiej prezentacji wynika, że w stosunku do szczegółowego draftu przedstawionego w listopadzie 2019 roku:

- zrewidowano plany dla morskich farm wiatrowych (z 3,8 GW do 5,9 GW – zgodnie z projektem ustawy offshore) – **pokrywa się to z naszym scenariuszem**
- pozostawiono bez większych zmian założenia dla wiatru na lądzie (8-10 GW vs poprzednio 9,6 GW) i obniżono nieco cele dla fotowoltaiki (5-7 GW vs poprzednio 7,3 GW) – **nasze założenia dla onshore 2030 to 11,4 GW i 12,9 GW dla PV**
- nadal nie doprecyzowano ścieżki odchodzenia od węgla, gdyż przedstawiono 2 scenariusze: jeden „stary” z udziałem węgla (kamienny+brunatny) 56% w 2030 roku i 28% w 2040 oraz bardziej ambitny z celami odpowiednio na poziomie 37% i 11%. Ostatnie porozumienie rządu z protestującymi górnikami wskazuje jednak, iż bazowy będzie wariant pierwszy – **nasz scenariusz implikuje spadek udziału węgla w generacji do 41% w 2030**. W tej kwestii oficjalne dokumenty rządowe muszą uwzględnić porozumienie z górnikami (patrz dalej), ale te **deklaracje utrzymania większego udziału węgla mogą być trudne do spełnienia**.

- utrzymano plany budowy bloków jądrowych (docelowo 6-9 GW), co jest zgodne z opublikowanym niedawno wariantami w „Programie polskiej energetyki jądrowej” (pierwszy reaktor 1,1 GW gotowy w 2033 r. – następne oddawane co 2 lata) – **naszym zdaniem prawdopodobieństwo realizacji tego projektu jest niewielkie z/w na wysokie ryzyko finansowe, brak spójności atomu z miksem energetycznym projektowanym do 2030 roku (szeroki front rozwoju OZE) i pro-wodorową politykę UE**. Odległy termin potencjalnych wiążących decyzji (pozwolenie na budowę 2026) może jednak zapewnić funkcjonowania tego projektu w przestrzeni publicznej w najbliższych latach.

Transformacja sektora energetycznego

Jednym z głównych tematów w ostatnich miesiącach jest koncepcja transformacji polskiej energetyki oraz bezpośrednio z tym związana reorganizacja państwowych koncernów, w tym separacja aktywów węglowych. Na razie w przestrzeni publicznej funkcjonują tylko spekulacje i brakuje oficjalnych koncepcji tych zmian. Poniżej podsumowujemy potencjalne scenariusze. Zwracamy uwagę, że taka transformacja będzie miała wpływ na cały rynek chociażby poprzez możliwe ograniczenie konkurencji i zmianę ośrodków cenotwórczych. Ministerstwo Aktywów Państwowych wybrało firmę KPMG jako doradcę do tego procesu, a plan ma być gotowy do końca roku.

Separacja aktywów węglowych

Pomysł separacji aktywów węglowych zgłoszony przez PGE zyskał aprobatę rządu, ale nadal nie przedstawiono szczegółów planowanych rozwiązań. Głównym celem tej operacji byłoby przywrócenie koncernom pełnej zdolności finansowania inwestycji na rynku finansowym, który coraz mocniej uwzględnia ryzyka klimatyczne w procesach kredytowych czy ubezpieczeniowych (ESG, taksonomia, udział węgla w biznesie). Wydzielenie aktywów związanych z węglem mogłoby się odbyć poprzez:

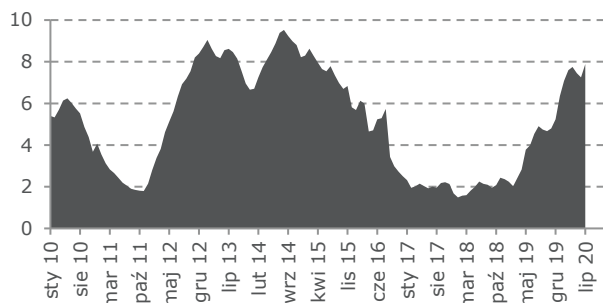
- Spin-off istniejących koncernów** na część „czystą” i „brudną”. Część „brudna” z docelowym planem wygaszenia działalności musiałaby być w tym rozwiązaniu w pełni zdolna do obsługi/spłaty alokowanego do niej zadłużenia. Elementem tego rozwiązania mogłyby być mechanizmy wsparcia wprowadzone niedawno w Niemczech w postaci aukcji na wygaszanie mocy lub rekompensat za wcześniejsze wycofanie jednostek z eksploatacji (mechanizm EDM – early decommissioning mechanism).
- Utworzenie NABE**, czyli narodowej agencji, która systematycznie przejmowałaby aktywa węglowe od spółek, albo w transakcjach gotówkowych albo przez wymianę aktywów w jednoczesnym procesie konsolidacji (np. PGE wnosi węgiel do NABE, a w zamian dostaje udziały Skarbu Państwa w Enei czy Tauronie).

Proces transformacji z wykorzystaniem pomocy publicznej wymagałby oczywiście **notyfikacji KE**. W tym kontekście konsolidacja również byłaby zapewne przedmiotem takiego postępowania w Brukseli, mimo że formalnie przez brak ekspozycji na rynki zagraniczne byłaby potrzebna tylko zgoda UOKiK. Rząd musiałby **przygotować rozwiązania chroniące rynek energii** przed wpływem nadmiernej koncentracji wytwarzania energii, która mogłaby zakłócać proces kształtowania cen hurtowych energii. Oczywiście „ubocznym” efektem procesu transformacji w tym kształcie byłaby **poprawa sentymentu do całego sektora i re-rating spółek na GPW**, o czym pisaliśmy w naszym czerwcowym komentarzu specjalnym ([link](#)).

Plan wygaszania kopalni węgla kamiennego

Nieodłącznym elementem transformacji sektora energetycznego w Polsce jest restrukturyzacja/wygaszenie górnictwa węgla kamiennego. Tak jak wskazywaliśmy we wcześniejszym rozdziale raportu, udział węgla w generacji energii systematycznie spada i ten trend będzie kontynuowany. Niedostosowanie po stronie podaży (sprzedaż spada szybciej niż wydobywanie) doprowadziło do **zwiększenia zapasów na zwalchach do prawie 8 mln ton** (roczna produkcja węgla energetycznego to obecnie około 45 mln ton).

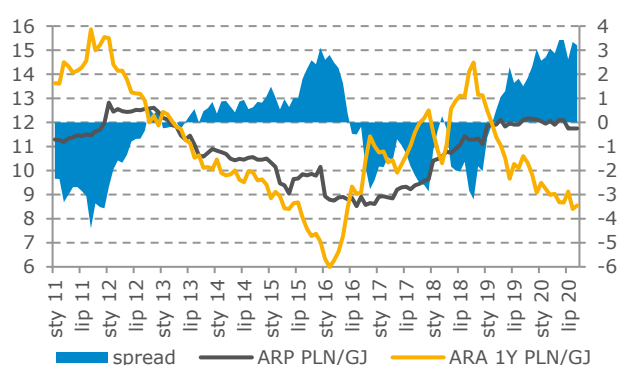
Stan zapasów węgla w Polsce w mln ton



Źródło: ARP

Nie pomagają również globalne trendy na rynku węgla. Przy spadku zużycia i widocznej konwersji zużycia tego paliwa na gaz, presja na benchmarkowe ceny w portach ARA jest coraz większa. Polski rynek ze względu na swoją specyfikę (długoterminowe kontrakty z elektrowniami z dość sztywną formułą cenową) jeszcze nie dopasował się cenowo do parytetu importowego i nie nastąpi to od razu, **ale arbitraż importowy wcześniej czy później wymusi obniżki lokalnych cen**. Obecnie (patrz poniższy wykres) różnica w cenie węgla dostarczanego do polskich elektrowni w stosunku do notowań ARA wynosi ponad 3 PLN/GJ na kontrakcie rocznym, a na miesięcznym prawie 4 PLN/GJ.

Ceny węgla dla polskich elektrowni na tle notowań ARA 1Y FWD w PLN/GJ



Źródło: ARP, Bloomberg, opracowanie mBanku

W tych okolicznościach Polska Grupa Górnicza stanęła (kolejny raz) na krawędzi bankructwa i obecnie czeka na ratunkową pożyczkę PFR w kwocie 1,7 mld PLN. W międzyczasie rząd pracował nad długoterminowym planem restrukturyzacji górnictwa węglowego w Polsce. Pierwszy radykalny, a zarazem najbardziej realistyczny plan (całkowite wygaszenie produkcji do 2040 roku i szybkie zamknięcie kilku kopalni teraz) został odrzucony przez związki zawodowe zanim Ministerstwo Aktywów Państwowych zdążyło go zaprezentować. W ramach społecznych konsultacji **wypracowano nowe porozumienie, którego założenia (wraz z komentarzem) prezentujemy poniżej**.

- **Umowa społeczna:** umowa społeczna regulująca funkcjonowanie sektora górnictwa ma być opracowana do 15 grudnia.
- **Harmonogram zamykania kopalni:** kopalnie należące do PGG i Węglukoksu mają być zamknięte do roku 2050, ale większość wyłączeń zaplanowano na drugą połowę lat 30. i lata 40. **Ten harmonogram nie rozwiązuje bieżącej nadpodaży węgla na rynku, ani nie koresponduje z oczekiwanym średnioterminowym spadkiem popytu.** Harmonogram zamknięć:
 - **2021-29:** kopalnie Pokój (2021), Wujek (2021), Bielszowice (2023), Bolesław Śmiały (2028), Sośnica (2029) – **łącznie 6 mln ton,**
 - **2030-39:** Halemba (2034), Ziemowit-Piast (2035-36), Murcki-Staszic (2039) – **łącznie 11,5 mln ton,**
 - **2040-49:** Bobrek (2040), Mysłowice Wesoła (2041), ROW (2043-49) – **łącznie 13 mln ton.**
- **Notyfikacja pomocy publicznej:** porozumienie zakłada notyfikację KE dla pomocy publicznej polegającej na finansowaniu bieżącej produkcji kopalni do czasu ich zamknięcia (w tym gwarancja zatrudnienia do emerytury). **Zgoda KE na taką formę pomocy może być bardzo problematyczna, gdyż nie jest to zgodne z obowiązującymi przepisami. Nadzwyczajne odstępstwo można uzyskać tylko w ramach mechanizmu EDM (wcześniejsze zamykanie), co nijak ma się do finansowania nierentownych kopalni przez 10-20 lat.**
- **Pomysły inwestycji w czyste technologie węglowe:** porozumienie zakłada inwestycje (analizę inwestycji) w nisko i zeroemisyjne technologie węglowe, m.in. CCU w Elektrowni Łaziska należącej do Grupy Tauron. **Pomysł brzmi kuriozalnie wobec docelowego planu zamykania kopalni. Podobnie można skomentować inwestowanie w drogie technologie w elektrowni z lat 70. przeznaczonej do zamknięcia w latach 2026-27.**
- **Likwidacja obliwa giełdowego:** zgodnie z wcześniejszymi spekulacjami rząd obiecał likwidację obliwa giełdowego, co miało by obniżyć import energii. **Ten koncept może zmarginalizować TGE i zmniejszyć przejrzystość rynku, ale prawdopodobnie nie wpłynie w żaden sposób na poziom importu. Bilateralne transakcje zakupu energii w ramach państwowych grup umożliwią utrzymywanie podwyższonych cen detalicznych i przenoszenie w ten sposób zawyżonych kosztów węgla na klientów. Przy widocznej nadpodaży energii efekt tej zmiany legislacyjnej może okazać się jednak niewielki.**
- **Porozumienie a PEP40:** porozumienie zakłada, że ostateczny kształt Polityki Energetycznej Państwa uzależniony będzie m.in. od treści umowy społecznej regulującej sektor górnictwa węgla. **Przedstawiony harmonogram wyłączenia kopalni bardzo trudno będzie przełożyć na PEP40, szczególnie że ostatni draft tego dokumentu wskazywał, że w otoczeniu drogiego uprawnień CO₂ już w perspektywie 2040 roku większość kopalni śląskich nie będzie miała zbytu na węgiel.**

Podsumowując, porozumienie rządu z górnictwem związkami jest przełomowe tylko pod jednym względem – po raz pierwszy oficjalnie zapowiedziano całkowite wygaszenie śląskich kopalni. Większość jego postanowień jest jednak nierealistyczna i prawdopodobnie będzie podlegać jeszcze wielu aktualizacjom, szczególnie że już wkrótce dokument będzie weryfikowany przez KE.

Potencjalne źródła finansowania transformacji

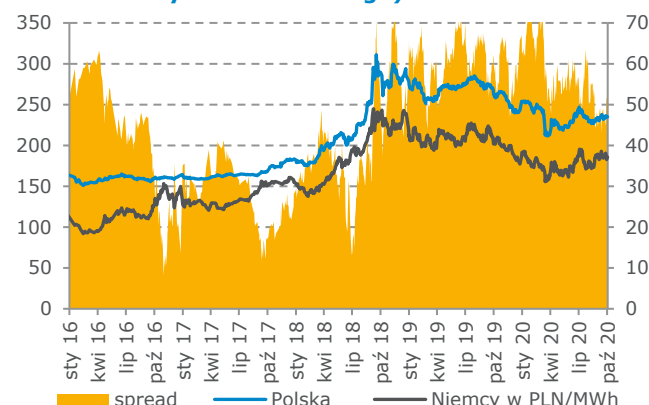
W tle dyskusji o transformacji polskiej energetyki znajdują się potencjalne źródła finansowania w postaci funduszy unijnych i krajowych. Oczywiście tylko część środków z dostępnych 200 mld PLN w perspektywie 2030 roku (szacunek Ministerstwa Klimatu) może być wykorzystana bezpośrednio przez biznes (duża część puli będzie alokowana do samorządów), ale wciąż może to stanowić istotny zastrzyk na nowe inwestycje OZE, co odciąży bilanse spółek z sektora. Poniżej przypominamy fundusze, które będą pośrednio/bezpośrednio dostępne dla energetyki.

- **Fundusz Sprawiedliwej Transformacji:** nowy fundusz na lata 2021-27 (alokacja dla Polski około 15,5 mld PLN/3,5 mld EUR w formie dotacji), który ma wesprzeć regiony w przestawieniu się na gospodarkę neutralną klimatycznie. Te środki mogą pośrednio pomóc wdrożyć trudne strukturalne zmiany w spółkach, poprzez wsparcie lokalnych społeczności.
- **Fundusz modernizacyjny unijny:** fundusz zasilany przez KE ze sprzedaży uprawnień CO₂ w latach 2021-30. Dla Polski dedykowane jest 135 mln ton o bieżącej rynkowej wartości ~17 mld PLN. Finansowane będą inwestycje w OZE, sieci przesyłowe, poprawiające efektywność energetyczną i obniżające emisyjność (dofinansowanie do 100% kosztów kwalifikowanych). Fundusz będzie zarządzany przez państwa członkowskie przy udziale EBI i Komitetu Inwestycyjnego (składający się z przedstawicieli dziesięciu państw członkowskich będących beneficjentami Funduszu, trzech państw członkowskich niebędących beneficjentami, EBI, przedstawiciela Komisji Europejskiej) w procesie zatwierdzania projektów.
- **Fundusz modernizacyjny krajowy:** krajowy fundusz celowy zasilany środkami ze sprzedaży uprawnień CO₂ przez polski rząd. We wrześniu 2019 Polska zdecydowała o alokowaniu do tej puli 270 mln ton uprawnień o bieżącej rynkowej wartości około 32 mld PLN.

Ceny energii w Polsce

Ceny energii w Polsce w kontrakcie rocznym oscylują w ostatnich miesiącach w okolicach 230-240 PLN/MWh, utrzymując korelację z rynkiem niemieckim, choć głównie poprzez zmiany cen CO₂. Nadal krańcową elektrownią pozostaje blok na węgiel kamienny, a specyfika długoterminowych umów na dostawy z kopalni PGG powoduje, że zmienność notowań paliwa w portach ARA ma ograniczony wpływ na benchmark TGE. Niemniej jednak **rosnący poziom rezerwy mocy** dyspozycyjnej w systemie (uruchomienia nowych jednostek konwencjonalnych i rozwój OZE) **ma coraz większy wpływ** na proces cenotwórczy, czego ilustracją jest **malejący spread transgraniczny PL/DE**. W ubiegłym roku średnio wynosił on ponad 60 PLN/MWh, a obecnie spadł już poniżej 50 PLN/MWh.

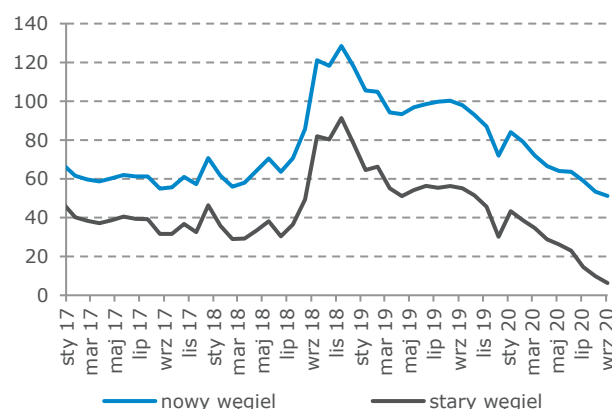
Ceny energii w Polsce na rynku terminowym (na tle kontraktu z rynku niemieckiego)



Źródło: TGE, Bloomberg

Wzrost podaży mocy i jednocześnie słabość strony popytowej (w 2019 r. -0,9%, a w tym roku -3,5%) w zestawieniu z rosnącym importem tańszej energii (+9 TWh w porównaniu do roku 2018) **odbijają się na modelowych marżach** konwencjonalnych elektrowni węglowych. Poniżej prezentujemy nasze kalkulacje CDS 1Y FWD dla nowych (sprawność 45%) i starych (sprawność 37%) bloków węglowych, przy założeniu utrzymania obecnych cen węgla również w przyszłym roku. **Bieżące wskazania odbiegają od naszych dotychczasowych prognoz** na 2021, choć w bazowym scenariuszu oczekiwaliśmy pogorszenia CDS dla tych jednostek średnio o ponad 20 PLN/MWh do odpowiednio 81 PLN/MWh i 36 PLN/MWh. Tymczasem we wrześniu kalkulacja 1Y FWD wskazuje na odpowiednio 51 PLN/MWh i 6 PLN/MWh (YTD 66 PLN/MWh i 25 PLN/MWh). Ucierpiał również spread na węglu brunatnym (<100 PLN/MWh vs średnio 140 PLN/MWh realizowane w kontraktacji tegorocznej). Z punktu widzenia tych elektrowni problemem jest dodatkowo redukcja wymuszona (spadek load factor r/r z i tak już niskich poziomów 2019).

Modelowy CDS dla bloków węglowych w PLN/MWh („stare” jednostki o sprawności 37% i „nowe” o sprawności 45%)

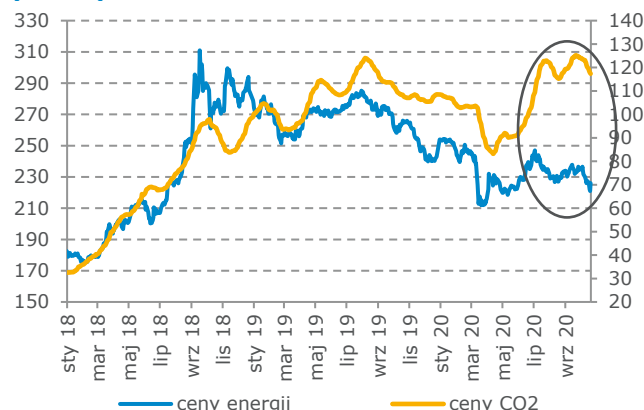


Źródło: szacunki mBanku

Oczywiście częściowo ten spadek r/r wynika z perspektywy **uruchomienia rynku mocy i zmian w rynku bilansującym** (likwidacja IRZ, ORM i pracy interwencyjnej – nieco szerzej o tym poniżej), ale ten efekt modelowo szacowaliśmy na około 17-20 PLN/MWh. Pozostała część tego spadku to zmiany w merit order przesuwające emisyjność krańcowego bloku. Rzeczywisty koszt jednostkowy uprawnień wzrósł dla jednostki węglowej o około 20 PLN/MWh na przestrzeni roku, a ceny energii w ogóle tego nie odzwierciedliły. Zwracamy uwagę, że jeszcze

w 2018 roku **średnia emisyjność produkcji energii w Polsce wynosiła 0,86 t/MWh**, a w przyszłym roku może to być 0,77 t/MWh. W naszym bazowym scenariuszu dla miksu energetycznego **Polski w perspektywie 2030 roku wskaźnik ten spadnie do 0,5 t/MWh**. Transmisja cen uprawnień na ceny energii będzie się więc dalej systematycznie zmniejszać.

Ceny energii 1Y FWD TGE (PLN/MWh) na tle cen CO₂ (PLN/t) oraz udział wiatru/PV w produkcji ogółem (tabela)

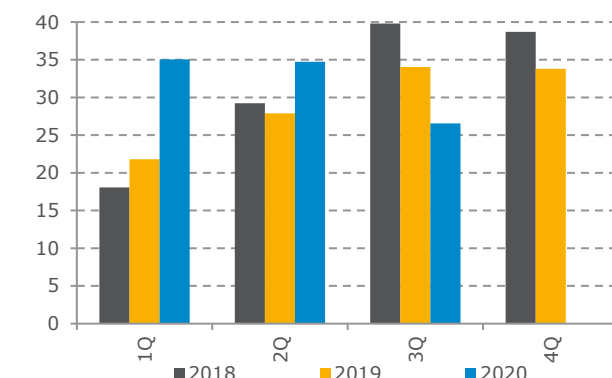


	2016	2017	2018	2019	2020
1Q	8,0%	8,0%	7,4%	12,0%	13,0%
2Q	5,9%	8,3%	7,2%	7,4%	10,2%
3Q	5,3%	5,2%	4,8%	6,9%	8,4%
4Q	9,4%	10,8%	8,7%	10,3%	

Źródło: TGE, Bloomberg, szacunki mBanku

Jeśli chodzi o wolumeny na TGE to w ujęciu YTD są one na kontrakcie rocznym nieco wyższe od poziomu z analogicznego okresu roku ubiegłego (+8%). W ostatnich miesiącach **aktywność transakcyjna nieco spada**, co może wynikać zarówno z niepewności regulacyjnej (ryzyko zawieszenia płatności mocowych, dyskusja o likwidacji obliża giełdowego), jak i zagrożenia z tytułu kolejnej fali COVID-19.

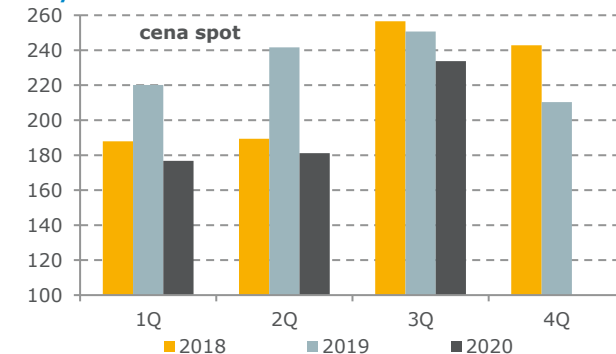
Wolumen obrotu na kontrakcie rocznym na TGE w TWh



Źródło: TGE, szacunki mBanku

Historycznie istotny wpływ na kształtowanie się cen terminowych miały zawsze notowania spotowe. Ostatnie miesiące jednak tego nie potwierdzają, gdyż **kontrakty roczne nie zareagowały na wyraźne odbicie na RDN** (rynek dnia następnego).

Średnie ceny spotowe w ujęciu kwartalnym w PLN/MWh



Źródło: TGE, szacunki mBanku

Prawdopodobnie wynika to z faktu, że wysokie ceny RDN w 3Q to pochodna **kumulacji planowanych i awaryjnych przestoju** remontowych w systemie (patrz poniższa tabela). Przypominamy, że termin dostosowania do konkluzji BAT upływa w sierpniu 2021 roku, tak więc prawdopodobnie **dyspozycyjność jednostek w przyszłym roku będzie już znacznie większa**.

Planowane i awaryjne ubytki mocy w KSE (MW)

	2018	2019	2020
1Q	5 597	7 023	8 228
2Q	6 855	9 289	7 798
3Q	6 937	7 850	9 548
4Q	6 538	7 631	9 272

Źródło: TGE

Istotną widoczną już zmianą w kwotowaniach na polskim rynku energii jest **kompresja spreadu pomiędzy ceną pasma a szczytem**. Jest to oczywiście konsekwencja dynamicznego rozwoju źródeł PV, które w okresie wiosenno-letnim stanowiły już >2% w produkcji ogółem. To zjawisko będzie tylko przybierać na sile w kontekście oczekiwanego podwojenia mocy zainstalowanej w kolejnych 3 latach.

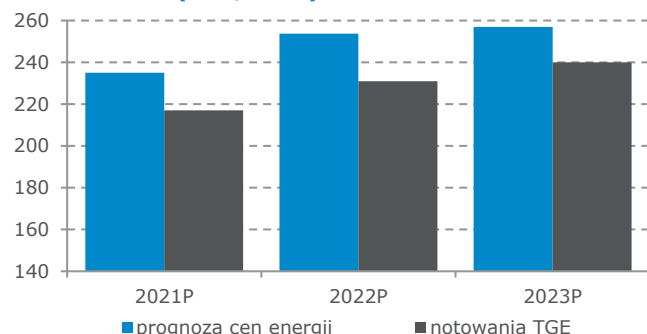
Spread base-peak dla kontraktów rocznych i miesięcznych



Źródło: TGE, opracowanie mBanku

Uwzględniając powyższe tendencje, uruchomienie rynku mocy w 2021 roku, oczekiwane zmiany w strukturze merit order (spadek średniej emisyjności opisany w poprzednim rozdziale) oraz nową bardziej agresywną ścieżkę CO₂ (szerzej o tym w podrozdziale poniżej), aktualizujemy nasze prognozy cen energii na rynku polskim. Średnio **w okresie 2021-29 podnosimy nasze szacunki o 15%**. Wzrost cen uprawnień (do 50 EUR/t w 2030) jest częściowo neutralizowany przez wspomnianą zmianę miksu wytwórczego. Nasza modelowa **ścieżka cen energii na lata 2021-23 plasuje się 8% powyżej aktualnej krzywej terminowej na TGE** (kwestia założeń dla CO₂).

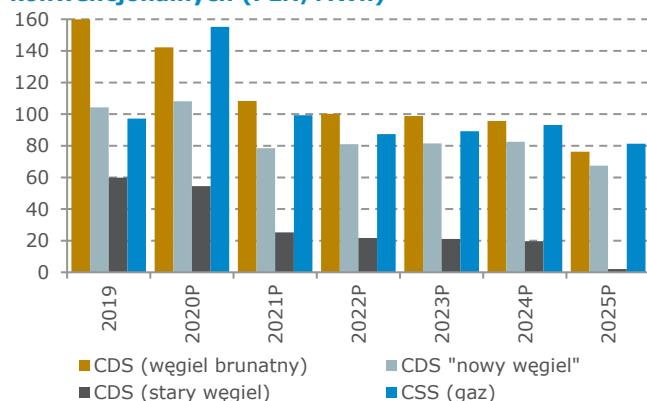
Prognozy cen hurtowych energii w Polsce na tle notowań TGE (PLN/MWh)



Źródło: szacunki mBanku, TGE

Rewizja ścieżek cenowych ma istotny **wpływ na oczekiwane przez nas modelowe marże na blokach konwencjonalnych**. Oczekujemy, że rosnące koszty CO₂ w coraz mniejszym stopniu będą przenoszone w cenach energii, co będzie prowadzić do kompresji CDS w elektrowniach węglowych. Zakładamy, że w paśmie **stare bloki węglowe przestaną pokrywać swoje koszty zmienne w roku 2025**. Stabilne rentowności w tych warunkach będą w stanie utrzymać tylko bloki gazowe.

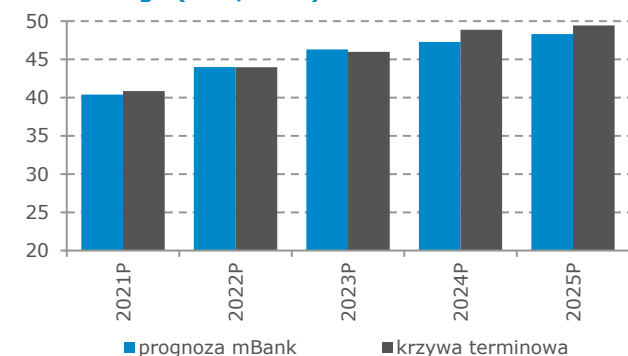
Prognozy marży modelowej dla elektrowni konwencjonalnych (PLN/MWh)



Źródło: szacunki mBanku

Aktualizacja cen CO₂ wpływa również na nasze założenia cenowe dla **ryнку niemieckiego**. **Ceny base dla lat 2021-29 podnosimy średnio o 15%**, uwzględniając przy transmisji kosztów uprawnień zmiany w miksie wytwórczym (zamknięcia elektrowni atomowych i węglowych, zastępowanie OZE i większa użycie bloków gazowych). Nasze szacunki w perspektywie 2025 roku plasują się blisko aktualnej krzywej terminowej.

Prognozy cen hurtowych energii dla rynku niemieckiego (EUR/MWh)



Źródło: szacunki mBanku

Reforma rynku bilansującego

Z uwagi na konieczność dostosowania polskich regulacji do rozporządzeń UE oraz dokumentu notyfikującego rynek mocy, Polska jest zobligowana do przeprowadzenia reformy rynku bilansującego. Zmiany mają być zaimplementowane w dwóch etapach:

- **Etap I** (karta aktualizacji powinna być zatwierdzona do końca roku): umożliwienie udziału w rynku bilansującym DSR-om, magazynom energii oraz jednostkom nJWCD; rezygnacja z obecnych usług systemowych (rezerwa zimna IRZ, operacyjna rezerwa mocy, praca interwencyjna, program interwencyjny DSR) oraz modyfikacja mechanizmu ceny krańcowej (lepsze wynagrodzenie dla uczestników bilansujących system, a mniej korzystne dla rozliczenia dla tych, którzy niebilansowanie powodują). Te zmiany ograniczą arbitraż pomiędzy rynkiem spot a rynkiem bilansującym i zachęcą do bilansowania pozycji na TGE.
- **Etap II** (projekt karty aktualizacji powinien zostać zaprezentowany wkrótce): wdrożenie mechanizmu wyceny niedoboru mocy, który będzie wyznaczał dodatek cenowy do ceny bilansującej zmieniający się w funkcji wielkości rezerwy operacyjnej w systemie (scarcity pricing). Dodatkowo ma być wprowadzony obowiązek tzw. self dispatchingu, czyli grafików produkcji jednostek bezpośrednio przez uczestników rynku i reagowania na ewentualne awarie we własnym zakresie.

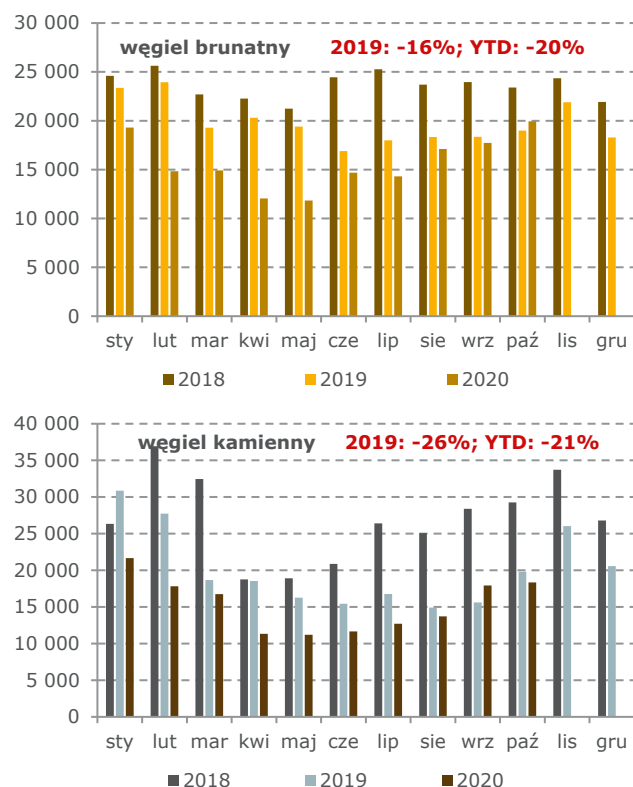
Likwidacja obowiązujących obecnie usług systemowych powinna być już odzwierciedlona w notowaniach kontraktów na rok 2021. Największy wpływ na ceny będzie wynikał z **braku mechanizmu ORM**, który modelowo w tym roku „dodaje” do ceny pasma około 11 PLN/MWh vs 14 PLN/MWh w roku 2019 (średnia cena za 9M'20 to 25 PLN/MWh dla 3825 godzin szczytowych – przy budżetowanej cenie 44,2 PLN/MWh). Uczestnicy rynku muszą też liczyć się z ubytkiem przychodów z IRZ (150 mln PLN) oraz kontraktów dla elektrowni szczytowo-pompowych w ramach pracy interwencyjnej. Ten **ubytek może częściowo pojawić się w cenach energii** (choćby w składanych ofertach „magazynowania” ze strony jednostek szczytowo-pompowych). Ponadto, **większe „kary” cenowe za niebilansowanie pozycji** (szczególnie od 2022 roku) mogą wpływać pozytywnie na ceny spot, co też będzie się przenosić na rynek terminowy. Na ten moment trudno więc jednoznacznie ocenić wpływ reformy na ceny rynkowe.

Rynek CO₂

Rewizja scenariusza dla cen uprawnień emisyjnych to jeden z kluczowych elementów naszej zaktualizowanej ścieżki cenowej energii. Poniżej prezentujemy główne fakty, wnioski i argumenty za taką radykalną zmianą założeń.

- **Brak reakcji rynku na spadek emisji 2019/20:** według danych KE emisje CO₂ w systemie ETS spadły w ubiegłym roku o 9% (po 4% spadku w 2018), a skala redukcji była wyższa od oczekiwań o prawie 30%. W tym roku ze względu na spadek zużycia energii (COVID-19) przekładający się przede wszystkim na mniejszą generację źródeł węglowych (patrz poniższe wykresy – generacja na węglu kamiennym i brunatnym -20% YTD) europejskie emisje spadną prawdopodobnie jeszcze mocniej. Tymczasem po chwilowym tąpnięciu w marcu, notowania CO₂ wróciły na szczyty, co może wskazywać iż na tym rynku istotniejsze od bieżącego bilansu podaży-popytu są perspektywy regulacyjne oraz aktywność kapitału spekulacyjnego, w tym strategii inwestycyjnych zorientowanych na ESG/zieloną energię (średni wolumen obrotu w Europie w latach 2018/19 o ponad 40% wyższy niż w 2017).

Produkcja energii z węgla w UE

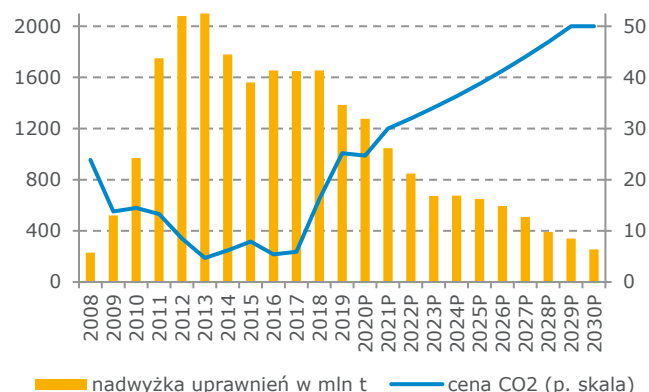


Źródło: ENTSOE, szacunki mBanku

- Nowe ambitny cele redukcji emisji 2030:** we wrześniu Komisja Europejska, zgodnie z wcześniejszymi spekulacjami, przedstawiła propozycję podwyższenia celu redukcji emisji do 2030 roku z obecnych 40% do 55% (względem roku 1990). Wpisuje się to w długoterminowy cel osiągnięcia neutralności klimatycznej w roku 2050. Realizację tych zamierzeń mają wspierać dedykowane fundusze europejskie i polityki w ramach strategii Europejskiego Zielonego Ładu. W UE pojawiają się też bardziej agresywne propozycje redukcji emisji o 60%, co nawet znalazło poparcie większości w Parlamencie Europejskim. Niemniej jednak ostateczna decyzja będzie podejmowana przez Radę Europejską i wydaje się, że uzyskanie poparcia dla tak radykalnych koncepcji będzie trudne (cel 60% w głosowaniach Parlamentu i komisji parlamentarnych przechodził nieznaczną większością). Decyzje w tej sprawie powinny paść w połowie grudnia, a reforma ETS może być zatwierdzona do połowy przyszłego roku.
- Cel redukcji a ETS:**
 - wskaźnik LRF:** Wyższe ambicje w zakresie redukcji znajdują odzwierciedlenie w zwiększonym wskaźniku redukcji (LRF), który decyduje o tempie zmniejszania dostępnej co roku puli uprawnień. W pierwszej fazie do 2020 wynosił on 1,7% (~38 mln ton rocznie), a dotychczasowe plany na okres 2021-30 zakładały 2,2% (~43 mln ton), co implikowało zejście z podażą do zera w roku 2057. Przy założeniu redukcji emisji o 55% w roku 2030, wskaźnik LRF musiałby zostać podniesiony do 3,7% (szacunki CAKE), czyli ~72 mln ton, dzięki czemu dostępne uprawnienia wyzerowałyby się w roku 2042. Oczywiście im później doszłoby do rewizji LRF tym bardziej stroma byłaby krzywa spadku podaży w kolejnych latach. Stąd nie można wykluczyć, że audyt ETS zostanie przeprowadzony już w przyszłym roku.

- rozszerzenie ETS o nowe sektory:** KE sugeruje rozszerzenie systemu handlu emisjami o transport (drogowy, morski) i budownictwo oraz potencjalnie transport lotniczy. W takim scenariuszu pojawia się oczywiście dodatkowy popyt na uprawnienia CO₂, co może stymulować ceny w zależności od analogicznych korekt puli podaży.
- ograniczenie/przegląd darmowych alokacji:** w ubiegłym roku darmowe alokacje wynosiły około 690 mln ton i obejmowały m.in. ciepłownictwo, wytwarzanie energii (w tym wypadku alokacja w 2020 już spadła do zera) czy przemysł narażony na „carbon leakage”. Zgodnie z rekomendacją ECA, zaakceptowaną przez Komisję Europejską mechanizm alokacji darmowych uprawnień ma zostać skorygowany pod kątem realizacji celu neutralności klimatycznej. W efekcie skala darmowych przydziałów może być ograniczona, podobnie jak lista branż objęta tym wsparciem, co również może pozytywnie wpływać na ceny CO₂.
- MSR:** rezerwa stabilizacyjna zgodnie zobowiązującym mechanizmem będzie w kolejnych latach nadal zdejmować nadwyżki CO₂ z rynku (24% przy nadwyżce powyżej 833 mln ton). Obecnie w rejestrze MSR zaparkowanych jest 1,3 mld ton uprawnień i szacujemy, że w 2023 roku może to być już 2,4 mld ton. Teoretycznie przy wysokim LRF w drugiej połowie Fazy 4 (2025-30) nadwyżka może spaść poniżej progu 400 mln ton, co pozwalałoby na odwrotny transfer do 100 mln uprawnień z MSR w celu stabilizowania cen. Przypominamy jednak, że poczynając 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). Oznacza to, że potencjał MSR do hamowania wzrostu cen CO₂ przy rosnącym ich niedoborze jest ograniczony.
- ceny CO₂:** w dokumencie załączonym do propozycji KE przedstawiono kilka różnych scenariuszy realizacji nowych podwyższonych celów redukcji wraz z symulacją cen CO₂ w perspektywie roku 2030. W zależności od przyjętego podejścia (udział nowych sektorów w ETS, cele OZE, efektywność energetyczna, LRF) implikowana cena porusza się w przedziale 32 EUR/t do 65 EUR/t (projekcje Komisji Europejskiej). Z kolei KOBIZE w analizie z początku roku wskazywało, że podwyższenie celu redukcji do 55% w 2030 może skutkować wzrostem cen nawet do 76 EUR/t (52 EUR/t przy celu redukcji 50%). Analizy BloombergNEF również wskazują na ceny powyżej 70 EUR/t. Niedawno agresywną ścieżkę wzrostu notowań uprawnień zaprezentował też Morgan Stanley (podniesienie krzywej terminowej 2021-30 o 55% z prognozą 2030 na poziomie 90 EUR/t).
- Nasze aktualne prognozy:** Podnosimy nasze dotychczasowe szacunki cen CO₂ dla roku 2030 z 24 EUR/t do 50 EUR/t i zakładamy liniowe dochodzenie do tego poziomu w trakcie Fazy IV (2021-30). Przypominamy (patrz poniższy wykres), że przy poprzedniej reformie ETS rynek dość szybko zdyskontował planowane zmiany, mimo że ich faktyczna implementacja i redukcja nadwyżki uprawnień były oddalone w czasie.

Ceny CO₂ w EUR/t na tle nadwyżki uprawnień w obrocie w mln sztuk – prognozy mBanku



Źródło: Bloomberg, EC, szacunki mBanku

Rynek mocy

W poniższej tabeli przypominamy wyniki aukcji głównych rynku mocy, który będzie uruchomiony od początku przyszłego roku. Średniorocznie **wsparcie dla sektora w najbliższych latach będzie sięgać 5 mld PLN**, ale już w 2025 roku zgodnie z „pakietem zimowym” znikną płatności dla jednostek węglowych (poza kontraktami wieloletnimi). Zwracamy uwagę na **potencjalne ryzyko wstrzymania płatności z uwagi na procedowaną skargę Tempus Energy** przeciwko Komisji Europejskiej (zarzut błędów formalnych w procesie notyfikacji polskiego rynku mocy, m.in. zbyt krótkich konsultacji, dyskryminacja DSR). Jeśli Trybunał Sprawiedliwości uzna tę skargę za uzasadnioną (decyzja może zapaść w grudniu) to płatności mocowe mogą być zawieszone do czasu usunięcia przez KE wspomnianych uchybień. Z podobną sytuacją mieliśmy do czynienia w Wielkiej Brytanii i ten okres zamrożenia rynku mocy trwał niecały rok. Teoretycznie przypadek brytyjski był dla KE „trudniejszy”, ale w obecnej sytuacji pandemicznej trudno oszacować, ile mogłoby potrwać przeprowadzenie dodatkowych procedur notyfikacyjnych. Nie wiadomo też, czy na wzór brytyjski wstrzymanie pobór opłaty mocowej od klientów (~45 PLN/MWh) czy też środki te będą odkładać się na specjalnym rachunku do czasu wyjaśnienia sprawy (w innym wypadku w kolejnym roku klienci musieliby uiszczać podwójną opłatę, co byłoby społecznie trudno akceptowalne).

Wyniki aukcji mocowych 2021-24

rok	cena*	kontrakty w MW			łącznie	w tym DSR
		1-rok	5-7 lat	15-lat		
2021	240,3	9 969	8 330	4 128	22 427	620
2022	198,0	10 455	125	0	10 580	750
2023	203,0	9 778	0	853	10 631	791
2024	259,9	3 032	4 198	1 440	8 671	1 029

*cena w tys. PLN/MW/rok
Źródło: PSE, opracowanie mBanku

Segment OZE w Polsce

System zielonych certyfikatów

Mechanizm wsparcia OZE poprzez przydział zielonych certyfikatów został wygaszony z końcem 2015 roku i od tego czasu świadectwa pochodzenia są wydawane tylko instalacjom uruchomionym przed 1 lipca 2016. Przy 15-letnim okresie wsparcia oznacza to, że z końcem lipca 2031 roku ten mechanizm całkowicie przestanie funkcjonować. Poniżej przypominamy główne założenia systemu oraz kluczowe parametry.

- **Popyt na certyfikaty:** obowiązek umorzenia zielonych certyfikatów, potwierdzających udział zielonej energii w sprzedaży, spoczywa na spółkach obrotu energią. Wysokość tego obowiązku ustalana jest co roku w rozporządzeniu ministra ds. energii. Dla roku 2020 ten udział ustalono na 19,5% (plus 0,5% dla energii z biogazu) i podobny poziom zaproponowano również na rok przyszły. Dla roku 2022 ministerstwo nie wyklucza korekty wskaźnika. Uwzględniając wysokość dostaw energii do odbiorców końcowych i obowiązujące ulgi, tegoroczny popyt na zielone certyfikaty może sięgnąć około 23 TWh.
- **Podaż certyfikatów:** uwzględniając poziom produkcji z OZE oraz współczynniki korygujące (ograniczone wsparcie dla współspalania i wody) roczna podaż świadectw pochodzenia bez biogazu to obecnie około 19 TWh. W kolejnych latach będzie spadać z uwagi na systematycznie kończące się 15-letnie okresy wsparcia dla poszczególnych instalacji (system został uruchomiony w 2005 r.).
- **Bilans rynku:** Według szacunków PSEW, poziom nadpodaży zielonych certyfikatów na koniec maja wynosił około 21,8 TWh. Oznacza to, że wprowadzone w 2018 r. zmiany legislacyjne (podniesienie obowiązku OZE i praktyczny zakaz realizacji tego obowiązku poprzez opłatę zastępczą) pozwoliły na zredukowanie nawisu o ponad 3 TWh. Ten trend powinien być kontynuowany w kolejnych okresach (na koniec 2021 nadwyżka może wynosić ~15 TWh), pod warunkiem że rząd nie będzie nadmiernie obniżał ustawowego obowiązku OZE (organizacje branżowe postulują o utrzymanie poziomu 19,5% również w 2022 roku).
- **Ceny zielonych certyfikatów:** obecnie ceny świadectw pochodzenia oscylują wokół 140 PLN/MWh. Teoretyczny maksymalny poziom wyznaczony przez ustawę to 300 PLN/MWh (opłata zastępcza, z której i tak póki co nie można skorzystać jest wyznaczana jako 125% średniej ceny certyfikatów z roku poprzedniego). Oczekujemy, że wraz z prognozowanym spadkiem nadpodaży certyfikatów w kolejnych latach, ceny będą liniowo wzrastać do 200 PLN/MWh w roku 2026 (przy naszej ścieżce cenowej dla energii, wzrost certyfikatów powyżej 200 PLN implikowałby nadwsparcie dla źródeł objętych systemem, co zapewne wywołałoby reakcję ustawodawczą) i na tym poziomie się utrzymają do wygaśnięcia systemu w 2030 roku.

Ceny zielonych certyfikatów w PLN/MWh



Źródło: TGE, opracowanie mBanku

System aukcyjny

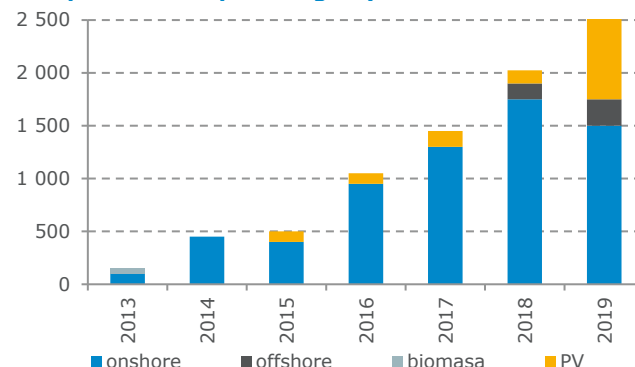
System aukcyjny dla OZE został wprowadzony ustawą z lutego 2015, a pierwsza aukcja odbyła się w 2016 roku. Wsparcie dla źródeł odnawialnych jest przyznawane w formule konkurencyjnych aukcji „pay as you bid” w podziale na kilka koszyków. Wolumen zamawianej energii dla poszczególnych technologii i maksymalne ceny referencyjne ustala minister ds. energii, a wsparcie jest udzielane na 15 lat. Po wygraniu aukcji inwestorzy mają na wybudowanie farmy PV 24 miesiące, a farmy wiatrowej 33 miesiące. System jest finansowany z opłaty OZE ponoszonej przez odbiorców energii. Aktualny system aukcyjny ma notyfikację KE do 2021 roku, ale Ministerstwo Klimatu prowadzi prace nad przedłużeniem go w tej formule do końca czerwca 2026 roku.

- **Aukcje 2018 i 2019:** w 2018 roku zakontraktowano 1,15 GW w farmach wiatrowych i 514 MW w PV, natomiast w ubiegłym roku było to odpowiednio 2,2 GW i 792 MW. Wylicytowane projekty wiatrowe w roku 2019 oferowały ceny w przedziale 163-233 PLN/MWh (średnia cena 208 PLN/MWh), a w fotowoltaice 269-327 PLN/MWh (średnia cena 317 PLN/MWh – spadek r/r o 35 PLN/MWh).
- **Parametry aukcji 2020:** w tym roku rząd chce w aukcjach zaplanowanych na listopad i grudzień zakontraktować we wszystkich koszykach 75 TWh energii, z czego większość przypadnie na małe i duże instalacje wiatrowe i fotowoltaiczne. Cena referencyjna dla wiatru >1 MW została ustalona na 250 PLN/MWh, dla małej fotowoltaiki 360 PLN/MWh, a dla dużej 340 PLN/MWh. Oczekuje się, że ostatecznie umowami zostanie objętych około 0,8-1,0 GW w wietrze i 1,5 GW w PV. Aktualna podaż projektów gotowych do aukcji (z warunkami przyłączenia i pozwoleniem na budowę) to około 1,2 GW w wietrze i 2,5 GW w przypadku PV. Oczekujemy, że przy takiej konkurencji wylicytowane średnie ceny mogą być w tym roku niższe o ok. 5-10%.
- **Parametry aukcji 2021:** Zgodnie z opublikowanym projektem rozporządzenia planowany wolumen w wietrze to około 0,3 GW i 1,7 GW w fotowoltaice.

Model PPA

Źródła odnawialne mogą rozwijać się również poza rządowym systemem wsparcia, zarówno w kontekście spadającego LCOE (ceny w aukcji „wiatrowej” 2019 kształtują się 15% poniżej obecnych cen hurtowych), jak i zyskującej popularność formuły PPA (Power Purchase Agreement). W tym koncepcie odbiorca korporacyjny kupuje energię bezpośrednio od wytwórcy w ramach długoterminowej umowy. Potencjalne korzyści z takiej formuły to **optymalizacja kosztów profilu, zabezpieczenie kosztów energii czy obniżenie opłaty dystrybucyjnej** (w przypadku linii bezpośredniej). Jest to też oczywiście naturalna droga realizacji korporacyjnych celów klimatycznych lub strategii ESG. Umowy PPA są wpisane w aktualną politykę energetyczną KE, co zobowiązuje państwa członkowskie do wspierania tego typu rozwiązań z zintegrowanych planach w dziedzinie energii i klimatu. W Polsce ta formuła dopiero raczkuje, a dodatkowo mało zachęcające do jej wykorzystania są trwające spory sądowe dotyczące umów PPA (zakup energii i zielonych certyfikatów) pomiędzy farmami wiatrowymi a państwowymi koncernami energetycznymi, które jednostronnie zerwały te kontrakty (uznały za nieważne). Na ten moment trudno więc ocenić potencjał tego rynku, ale zwracamy uwagę, że oficjalne modele PEP40 czy Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu w ogóle nie biorą tego segmentu pod uwagę. Koncept PPA może też zyskać na atrakcyjności po wprowadzeniu w przyszłym roku opłaty mocowej.

Moc OZE zakontraktowana w ramach umów PPA w Europie w MW w poszczególnych latach



Źródło: Wind Energy

Obecnie w UE **w formule PPA funkcjonuje ponad 8 GW mocy OZE**, a **trend wyraźnie przyspiesza**, gdyż w 2019 roku zawarto ponad 44% wszystkich dotychczasowych umów tego typu (ważąc wolumenem byłoby to ~30%). Głównymi odbiorcami energii w ramach tych kontraktów są przemysł ciężki oraz szeroko rozumiany sektor dóbr konsumpcyjnych (w każdej kategorii zawarto do tej pory umowy o mocy ~3 GW). Jeśli chodzi o źródła odnawialne kontraktujące się przez PPA to dominują farmy wiatrowe, ale w 2019 roku już około 30% stanowiły projekty fotowoltaiczne. Jeśli chodzi o rynek polski to warto odnotować **10-letnią umowę Signify z farmą wiatrową Kisielice** (40 MW) oraz **10-letni kontrakt Kompanii Piwowskiej na odbiór energii wiatrowej z Innogy** (73 MW). Niemniej jednak należy mieć na uwadze ograniczenia takiej formuły finansowania projektów: **ryzyko kontrahenta, droższe finansowanie, ryzyko długiego okresu zabezpieczenia dla odbiorcy**.

Wsparcie prosumentów

Dynamicznie w ostatnim roku zaczął rozwijać się również segment prosumencki, napędzany przede wszystkim przez dachowe instalacje fotowoltaiczne. Poniżej przedstawiamy kilka kluczowych regulacji i statystyk dla tego obszaru.

- **System wsparcia:** obejmuje mikroinstalacje do 50 kW (w tym od połowy 2019 roku również przedsiębiorców). Brak wymogu pozwolenia na budowę czy koncesji oraz brak opłaty przyłączeniowej. Aktualnie wsparcie dla instalacji prosumenckiej trwa 15 lat od uruchomienia (maksymalnie do 2039 roku) i poza uproszczoną ścieżką przyłączenia do sieci (zgłoszenie) opiera się na możliwości „eksportowania” nadwyżek do sieci i odbioru tej energii w ciągu kolejnych 12 miesięcy przy wskaźniku korygującym wyznaczonym na 0,8x dla instalacji do 10 kW i 0,7 dla instalacji do 50 kW (opomiarowanie netto/„net metering”) oraz opcja 0,6x dla spółdzielni energetycznych. Dodatkowo gospodarstwa domowe mogą liczyć na ulgę PIT (obniżenie podstawy opodatkowania o koszt instalacji), a także na dotacje z programu „Mój prąd” (łącznie 1 mld PLN z celem zbudowania 200 tys. instalacji o łącznej mocy ~1000 MW – dotychczasowa liczba zgłoszeń to 130 tys. na łączną moc 730 MW).
- **Moc zainstalowana:** na koniec czerwca 2020 moc zainstalowana w mikroinstalacjach (z czego większość ma charakter prosumencki) to około 1,7 GW (260 tys. instalacji), a na koniec roku może to być już 2,4 GW (głównie PV – 360 tys. instalacji). Tymczasem jeszcze na koniec 2018 było to tylko 353 MW, a na koniec 2019 około 1 GW (155 tys. instalacji).

- **Rachunek opłacalności instalacji:** dla typowej instalacji dachowej PV o mocy 5 kW o koszcie 28 tys. PLN (produkcja roczna 4,8 MWh, zużycie bezpośrednie 40%, zużycie całkowite 4,5 MWh), po uwzględnieniu ulgi PIT oraz 5 tys. PLN dotacji z „Mój prąd” wielkość NPV wynosi około 10,5 tys. PLN, a okres zwrotu ~7 lat. Bez dotacji (w przypadku braku zwiększenia budżetu programu) okres zwrotu wydłuża się o 1 rok, ale istotnym elementem jest także cena energii (w przyszłym roku pojawi się opłata mocowa w wysokości ~45 PLN/MWh, która netto po spadku cen energii podniesie koszty odbiorcy o około ~20 PLN/MWh). Oczywiście obok rachunku ekonomicznego tempo rozwoju instalacji prosumenckich jest też funkcją intensywności działań marketingowych firm instalacyjnych.
- **Zmiany legislacyjne:** zgodnie z harmonogramem unijna dyrektywa RED II (brak dyskryminacyjnych procedur dla prosumentów, handel peer-to-peer, opcja prosumenta wirtualnego) powinna być zaimplementowana do polskiego prawa do czerwca 2021 roku. Obecnie trwają prace nad kolejną nowelizacją ustawy OZE, w której można oczekiwać: a) **korekty współczynników dla opomiarowania netto** (różne podejście do upustu dla opłaty dystrybucyjnej) i wprowadzenia dodatkowej stałej opłaty dystrybucyjnej liczonej od mocy inwertera dla prosumentów o niskim wskaźniku zużycia bezpośredniego (wirtualny magazyn powoduje niesprawiedliwe rozłożenie kosztów na klientów); b) **wydłużenia wsparcia do 25 lat** i zniesienia ograniczenia czasowego w roku 2039; c) **wprowadzenia koncepcji wirtualnego prosumenta do 500 kW** (przede wszystkim dla spółdzielni mieszkaniowych, biurówców) zakładającej wspólne rozliczanie energii z jednej instalacji OZE przez większą liczbę prosumentów na podstawie umowy. Na razie są to propozycje, ale ostateczny kształt tych przepisów powinien być gotowy do końca roku.

Lądowe farmy wiatrowe

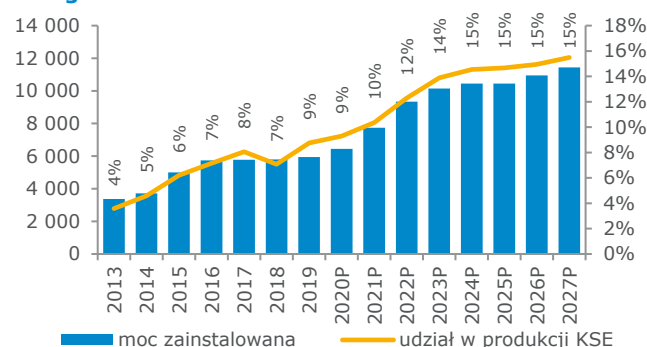
Obecnie w Polsce moc zainstalowana w lądowych farmach wiatrowych wynosi 6,3 GW, z czego większość powstała na bazie mechanizmu wsparcia zielonych certyfikatów. Po okresie stagnacji, nowe aukcje OZE 2018/19 ponownie ożywiły inwestycje w tym segmencie (w trakcie realizacji są projekty o mocy 3,4 GW).

- **Podaż projektów:** aktualnie umowy przyłączeniowe i pozwolenia na budowę mają farmy o mocach 1,2 GW, a dodatkowo 4,6 GW dysponuje umową przyłączeniową lub warunkami przyłączenia. Uwzględniając inwestycje realizowane w ramach wygranych aukcji 2018-19, na rynku pozostaje jeszcze około 2,4 GW (1,2 GW z pozwoleniem na budowę), które potencjalnie mogą konkurować o rządowe wsparcie w kolejnych aukcjach.
- **Ustawa odległościowa:** Ministerstwo Rozwoju zaprezentowało założenia ustawy, która ma zliberalizować przepisy odległościowe z 2016 roku, zabraniające stawiania farm wiatrowych w odległości mniejszej niż 10-krotność masztu od zabudowań mieszkalnych (~1,5-1,8 km). Według nowych przepisów limit odległości mógłby być obniżony przez zainteresowane gminy do 0,5 km. Zmiana tej ustawy (potencjalnie do końca roku) „uwolniłaby” projekty o mocy rzędu 0,5-1,0 GW. Należy jednak pamiętać, iż te inwestycje musiałyby być w większości przygotowywane od nowa z uwzględnieniem zmian technologicznych (wyższe maszty, większe rotory i mocniejsze turbiny), co oznacza konieczność przejścia procedury środowiskowej (1-2 lata) i uzyskania umowy przyłączeniowej oraz pozwolenia na budowę. Można więc

szacować, że nowe farmy z tej „puli” byłyby oddawane do użytku w okolicach 2026 roku. Zwracamy jednocześnie uwagę, że rekonstrukcja polskiego rządu może wpłynąć na opóźnienie w procedowaniu ustawy (głównym „mecenase” tej zmiany była Pani Jadwiga Emilewicz, która nie kieruje już resortem rozwoju).

- **Re-powering „starych” farm:** system zielonych certyfikatów obowiązuje od 2005 roku, a pierwsze farmy w ramach tego mechanizmu powstawały od 2007 roku. W perspektywie roku 2030 ze „starego” systemu wsparcia wyjdzie już około 5 GW mocy. Część projektów może rozważać re-powering, czyli zwiększenie potencjału instalacji w oparciu o nowe dostępne technologie (wykorzystanie 2x mocniejszych turbin z wyższym load factor). Nawet jeśli na taki krok zdecyduje się 1/3 operatorów, to mogłoby to oznaczać zwiększenie mocy wiatrowych w Polsce o kolejne 1,6-1,7 GW.
- **Scenariusz przyrostu mocy w Polsce:** w naszym modelu rynku zakładamy, że w roku 2024 moc zainstalowana sięgnie 10,4 GW i będzie to wyłącznie efekt projektów wygrywających aukcje 2018/21. W tym horyzoncie roczna produkcja będzie sięgać 23 TWh, co będzie stanowić około 15% generacji w Polsce. W kolejnych latach (2026/27) uwzględniamy jeszcze projekty uwolnione przez liberalizację 10H (1 GW). Nie można jednak wykluczyć, że po zdjęciu limitu odległości i popularyzacji modelu PPA, flota farm wiatrowych będzie dalej rosła. Kwestia wspomnianego re-poweringu to raczej perspektywa kolejnej dekady.

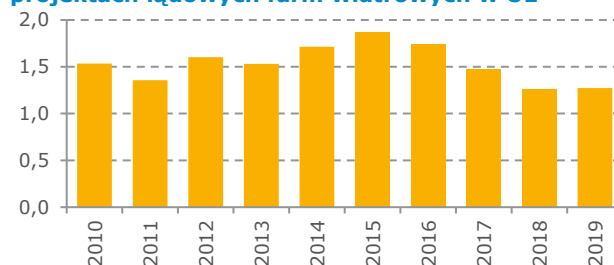
Prognozy mocy zainstalowanej w lądowych farmach wiatrowych w Polsce w MW i udział w produkcji energii w Polsce



Źródło: PSE, szacunki mBanku

- **Modelowe parametry finansowe:** dane Wind Europe wskazują, że aktualnie jednostkowy CAPEX w lądowych projektach wiatrowych sięga około 1,3 mln EUR/MW. Według IEO w Polsce budżet takich projektów to około 6,1 mln PLN/MW, czyli blisko europejskiego benchmarku. Jeśli chodzi o koszty OPEX to kształtują się one w przedziale 0,08-0,09 mln PLN/MW/rok. Średni load factor dla lądowych farm wiatrowych w Polsce za ostatnie 5-lat to około 26%.

Średni CAPEX w mln EUR/MW w sfinansowanych projektach lądowych farm wiatrowych w UE



Źródło: Wind Energy

- Analiza wrażliwości NPV typowego projektu:** poniżej prezentujemy analizę wrażliwości projektu o mocy 100 MW (load factor 30%) przy LTV 75% i marży kredytowej banku na poziomie 2,5%. Indeksacja inflacyjna ceny aukcyjnej przyjęta na poziomie 2%, a stopa wolna od ryzyka 1,5%. W bazowym scenariuszu NPV inwestycji rzędu 600 mln PLN wynosi 160 mln PLN, a IRR ~7,3%.

Analiza wrażliwości NPV i IRR dla projektu 100 MW

CAPEX mln PLN/MW	NPV	cena gwarantowana w aukcji w PLN/MWh				
		190	200	210	220	230
	5,4	155	183	211	239	267
	5,7	129	157	185	213	241
	6,0	104	132	160	188	216
	6,3	78	106	134	162	190
	6,6	52	80	108	136	165

CAPEX mln PLN/MW	IRR	cena gwarantowana w aukcji w PLN/MWh				
		190	200	210	220	230
	5,4	7,4%	8,3%	9,2%	10,2%	11,1%
	5,7	6,6%	7,4%	8,2%	9,1%	10,0%
	6,0	5,8%	6,5%	7,3%	8,2%	9,0%
	6,3	5,0%	5,8%	6,5%	7,3%	8,1%
	6,6	4,4%	5,1%	5,8%	6,5%	7,3%

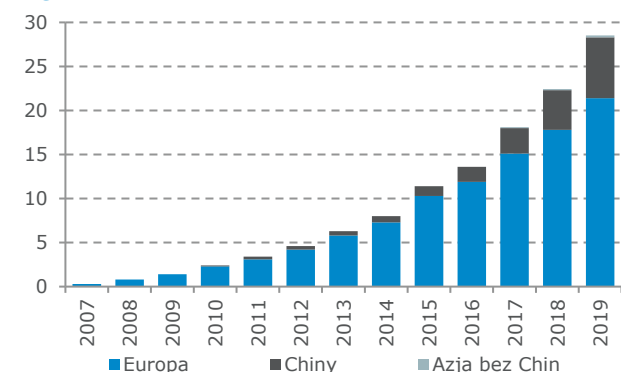
Źródło: szacunki mBanku

Morskie farmy wiatrowe

Rynek europejski/ świat

- Stan obecny:** w 2019 roku uruchomiono rekordowe 6,1 GW w nowych farmach wiatrowych na morzu i obecnie globalne moce sięgają ~30 GW. **Największym rynkiem offshore pozostaje Europa** (75% wszystkich mocy), gdzie duże instalacje zaczęły powstawać od 2006 roku. Liderem pod tym względem jest Wielka Brytania, która dysponuje potencjałem 10 GW. Dużymi graczami pozostają także Niemcy (7,4 GW), Dania (1,7 GW), Belgia (1,6 GW) i Holandia (1,1 GW). W ujęciu globalnym **w ostatnich kilku latach do tej grupy dołączyły Chiny**, które na koniec 2019 roku w tej technologii miały zainstalowane ~7 GW mocy wytwórczej.

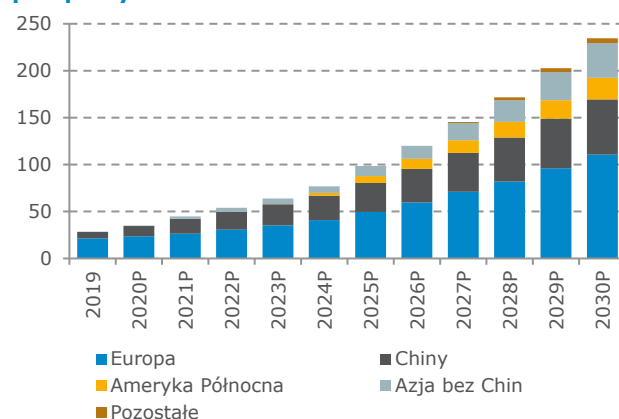
Moc zainstalowana w morskich farmach wiatrowych w GW



Źródło: GWEC

- Prognozy wzrostu mocy:** według prognoz GWEC opartych w dużej mierze o rządowe programy wsparcia, **średnioroczny przyrost mocy zainstalowanej w offshore w najbliższych 5 latach przekroczy 18%**, a docelowo w 2030 roku łączny potencjał farm wiatrowych na morzu sięgnie >230 GW (dla porównania obecne globalne moce w lądowych farmach wiatrowych to 623 GW). Nadal największe przyrosty oczekiwane są w Europie (konsultowana obecnie Mapa Drogowa dla offshore wskazuje na możliwy wzrost udziału tej technologii w miksie produkcji energii do 35% w 2050 roku) i Chinach, aczkolwiek **boom na tę technologię pojawia się już także w USA, Tajwanie, Korei Południowej czy Japonii.**

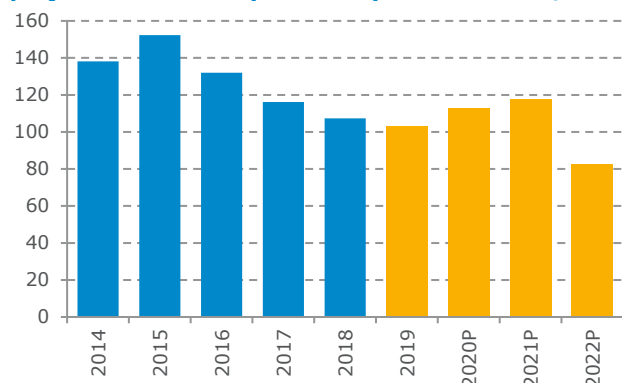
Prognoza rozwoju mocy w farmach wiatrowych w perspektywie 2030 roku w GW



Źródło: GWEC

- Spadek kosztów LCOE:** rozwój offshore z uwagi na jej koszty był możliwy tylko w oparciu o systemy wsparcia, które poprzez system taryf gwarantowanych czy kontraktów różnicowych zapewniał inwestorom odpowiedni wzrost. **Postęp technologiczny** (mocniejsze turbiny, większe odległości od brzegu i wzrost load factor), **efekt skali** (rozwój zaplecza usługowego, produkcyjnego, infrastruktury przesyłowej) czy **spadek rynkowych stóp** procentowych skutkują jednak **systematycznym spadkiem LCOE** dla morskich farm wiatrowych (jednostkowy uśredniony koszt energii z danego źródła po uwzględnieniu wszystkich nakładów, kosztów operacyjnych i wolumenu produkcji w całym cyklu życia). Na poniższym wykresie przedstawiamy średnio ważony parametr LCOE w ujęciu globalnym (od 2015 roku kiedy przekroczone pułap 3 GW), liczony dla instalacji oddawanych do użytku w danym roku. Dane z przeprowadzonych już aukcji dla instalacji planowanych do uruchomienia w latach kolejnych wskazują, że **w perspektywie 5 lat koszty jednostkowe energii z offshore spadną o kolejne 30%**. Przykładowo ostatnia runda koncesyjna w Wielkiej Brytanii na **5,5 GW z dostawą od 2025 roku została zamknięta przy cenie 46 EUR/MWh** (bardzo blisko obecnych rynkowych cen energii w Europie), wobec 81 EUR/MWh zakontraktowanych dla farm uruchamianych w latach 2021/22. Podobne parametry pojawiły się również w ostatnich aukcjach w Niemczech i Francji, odpowiednio dla projektów o mocy 1,6 GW i 0,6 GW. Warto też tutaj wspomnieć o aukcjach zakończonych zerową ceną wsparcia (**„zero-subsidy” bids**) w Holandii czy w Niemczech, aczkolwiek przy porównywaniu LCOE pomiędzy krajami należy pamiętać o uwzględnieniu specyfiki regulacyjnej (rozkład ryzyk pomiędzy inwestora a państwowego operatora, partycypacja w kosztach przyłączy, itd.).

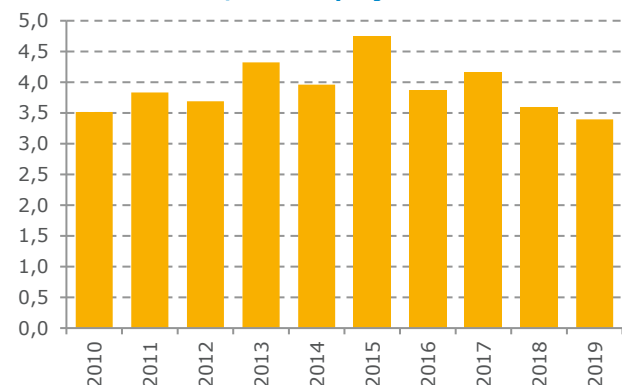
LCOE dla technologii morskich farm wiatrowych dla projektów oddawanych w danym roku w EUR/MW



Źródło: IRENA

- Poziom CAPEX/MW:** spadkowy trend na LCOE to oczywiście w dużym stopniu kwestia coraz niższych jednostkowych nakładów inwestycyjnych (obecnie **średnio 3,4 mln EUR/MW** wobec 4,5 mln EUR w 2015 roku). Wynika to m.in. z **postępu w zakresie wielkości instalowanych turbin**. Jeszcze w 2010 roku średnia wielkość turbiny projektowana w uruchamianych inwestycjach sięgała 2,7 MW, a obecnie jest to już >7 MW. W projektach, które będą oddawane w latach 2024/25 zakładana jednostkowa moc waha się od 10 do 12 MW (turbiny 12 MW wprowadzone do testów przez GE w ubiegłym roku). Z kolei od 2024 r. komercyjnie dostępna będzie turbina Siemens Gamesa o mocy 15 MW.

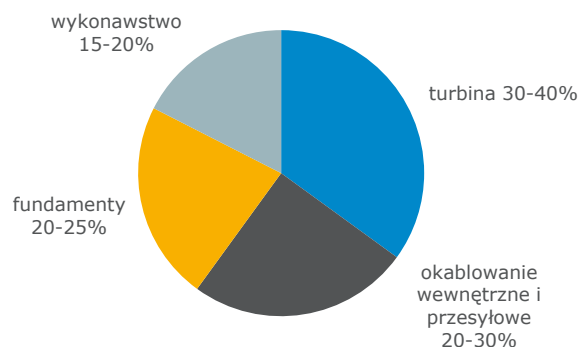
CAPEX w mln EUR/MW dla projektów offshore



Źródło: IRENA

Obok kosztów turbiny, które stanowią około 30-40% całkowitych nakładów, na poziom jednostkowego CAPEX istotny wpływ ma **okablowanie**. W tym wypadku jest to funkcja oddalenia od brzegu oraz infrastruktury przesyłowej (dostępność sieci przesyłowych, konieczność sfinansowania 100% przyłącza do stacji na lądzie). O ile ten drugi aspekt zależy od uwarunkowań regulacyjnych (np. w UK koszty przyłącza ponosi inwestor, a w Danii narodowy operator sieci przesyłowej), to jeśli chodzi o **dystans od brzegu to parametr ten systematycznie rośnie** (poszukiwanie nowych koncesji, wyższej wietrzności), co w ostatnich latach na pewno podnosi koszty inwestycji (wg WindEurope odległość od brzegu farm morskich zwiększyła się z 10 km w 2010 roku do 30-50 km obecnie). Podobnie sytuacja wygląda, jeśli chodzi o **fundamenty**, gdyż wraz z odległością od brzegu ten element również wymaga większych nakładów z uwagi na głębokość (z 15m w 2010 r. do ponad 30m w 2019).

Struktura nakładów na poszczególne elementy instalacji offshore



Źródło: IEA, BNEF, IRENA

Biorąc pod uwagę powyższe, **trudno jest porównywać poziom nakładów na poszczególnych farmach**, gdyż każdy projekt ma inną specyfikę. Przykładowo w 2019 roku, wśród projektów uruchamianych w Europie można znaleźć takie znacznie poniżej benchmarku CAPEX (383 MW Frysland w Holandii z nakładami 2 mln EUR/MW), jak i takie o znacznie wyższych kosztach (480 MW Saint-Nazaire we Francji za 5 mln EUR/MW). Warto zwrócić uwagę, że średni CAPEX dla dużych europejskich projektów uruchamianych w roku 2018 wynosił tylko 2,3 mln EUR/MW.

- Rezerwy na wycofanie z eksploatacji:** temat kosztów likwidacji farm offshore i ich utylizacji jest stosunkowo nowy, ale pierwsze doświadczenia w tym względzie pozwalają na oszacowanie potencjalnych kosztów z tym związanych. Brytyjski Departament Energii (BEIS) wraz firmą projektową Arup szacują te nakłady na **0,18-0,4 mln EUR/MW**, w zależności od odległości od brzegu i głębokości.

Rynek polski

Najnowszy projekt ustawy o wspieraniu morskiej energetyki wiatrowej został opublikowany w lipcu, do Sejmu ma zostać przekazany w najbliższym czasie i według zapowiedzi rządu do końca roku system wsparcia powinien wejść w życie. Poniżej przypominamy główne założenia programu:

- Faza I:** wsparcie w formie kontraktów różnicowych dla mocy do 5,9 GW, wnioski do końca marca 2021 (kolejność zgłoszeń), a decyzja URE do końca czerwca 2021. Ze względu na niekonkurencyjną formułę wsparcie wymaga każdorazowo notyfikacji KE. Czas na uruchomienie produkcji 7 lat od zatwierdzenia wniosku. Wysokość ceny, będącej podstawą do rozliczenia ujemnego salda określona zostanie w rozporządzeniu wydanym przez ministra ds. energii. Wsparcie będzie finansowane z opłaty OZE.
- Faza II:** formuła konkurencyjnych aukcji zaplanowanych na lata 2025 i 2027 po 2,5 GW do rozdysponowania w każdej.
- Okres wsparcia:** 25 lat lub 100 000 MWh (load factor 45%).
- Podatek i zabezpieczenia:** 23 tys. PLN/MW na rok (bez obciążenia podatkiem od nieruchomości), po uzyskaniu kontraktu różnicowego inwestor musi wnieść zabezpieczenie na poczet realizacji przyłącza 60 PLN/kW, czyli 60 mln PLN za projekt o mocy 1 GW.
- Dodatkowe wymagania:** urządzenia wyprodukowane nie wcześniej niż 72 miesiące przed uruchomieniem produkcji; obowiązek opisu udziału nakładów na rzecz podmiotów zlokalizowanych w Polsce w nakładach ogółem („local content requirements”); koszty przyłącza ponosi inwestor, a PSE ma prawo pierwokupu.

- **Poziom wsparcia:** w załączniku do ustawy pojawiają się założenia dotyczące wielkości wsparcia w poszczególnych latach z prognozami cen rynkowych, które implikują **referencyjny poziom wsparcia na ~86 EUR/MWh**.
- **Lista projektów:** pełną listę projektów z koncesją na wznoszenie sztucznych wysp prezentujemy w tabeli poniżej. Szansę na otrzymanie wsparcia w **Fazie I** mają jednak tylko te projekty, które mogą być zrealizowane przed 2030 rokiem. Według oceny resortu klimatu są to **dwa projekty Polenergii (MFW Bałtyk II i III), dwa PGE, projekt Orlenu, RWE oraz ewentualnie projekty EDPR**. Bardziej oddalone lokalizacje mogą wymagać uzgodnień transgranicznych. Dlatego szansy na kontrakt różnicowy nie będą miały pozostałe farmy z poniższej listy. Poza tym ostatnie dwie koncesje nie zostały opłacone i mogą wrócić do Ministerstwa Gospodarki Morskiej.
- **Potencjał polskiego offshore:** według założeń rządu, potencjał rozwoju polskich farm wiatrowych na Bałtyku w scenariuszu bazowym ma wynieść 9,6 GW, a w scenariuszu ekspansywnym może sięgnąć w perspektywie 2030 roku około 11 GW, oczywiście przy założonym zakresie sieci przesyłowej.

Lista wydanych koncesji offshore w Polsce wraz ze statusem prac

Projekt	Moc z koncesji	Decyzja środowiskowa	Badania dna morskiego	Warunki przyłączenia	Umowa przyłączeniowa
Polenergia/Equinor MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III	2x 1,2 GW	tak	tak	1,44 GW	1,2 GW
PGE/Orsted Baltica 3	1,0 GW	tak	w trakcie	1,0 GW	1,0 GW
PGE/Orsted Baltica 2	1,5 GW	tak	w trakcie	1,5 GW	w trakcie
Orlen Baltic Power	1,2 GW	w trakcie	tak	1,2 GW	w trakcie
RWE FEW Baltic-2	0,35 GW	w trakcie	w trakcie	0,35 GW	w trakcie
EDPR B-Wind & C-Wind	0,4 GW	w trakcie	w trakcie	w trakcie	nie
Polenergia/Equinor MFW Bałtyk I	1,56 GW	nie	nie	1,56 GW	w trakcie
PGE Baltica 1	0,9 GW	nie	nie	0,9 GW	nie
Baltex 2 Decyzja nieopłacona	0,8 GW	nie	nie	nie	nie
Baltex 5 Decyzja nieopłacona	1,5 GW	nie	nie	nie	nie

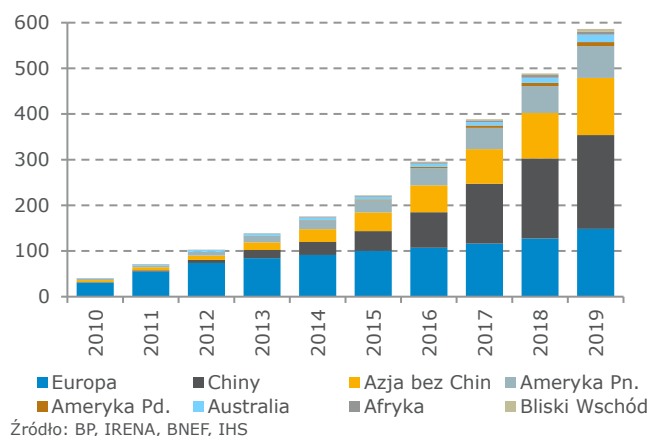
Źródło: Ministerstwo Klimatu

Energetyka słoneczna

Rynek europejski/ świat

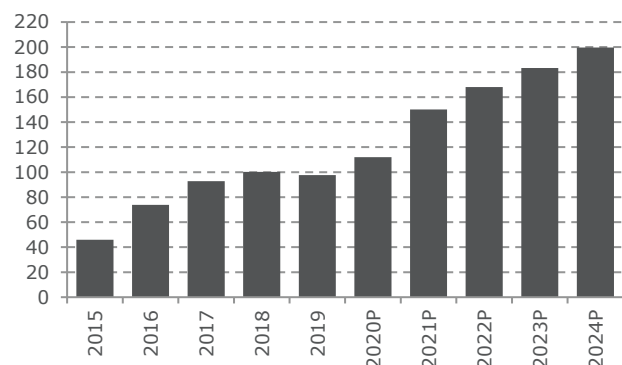
- **Stan obecny:** w 2019 roku uruchomiono około 100 GW nowych instalacji PV i obecnie globalne moce sięgają ~600 GW (w zależności od źródeł 580-630 GW). **Największym rynkiem fotowoltaiki pozostają Chiny** (35% wszystkich mocy), choć w ostatnich latach przyrosty na tym rynku nieco spowolniły z uwagi na przemodelowanie systemu wsparcia (konkurencyjne aukcje zamiast gwarantowanych taryf). Na kolejnych miejscach pod względem zainstalowanego potencjału są USA (76 GW), Japonia (61 GW), Niemcy (49 GW) i Indie (43 GW). Energia wytworzona ze słońca sięgnęła w ubiegłym roku ponad 700 TWh, co stanowiło ~3% generacji ogółem (wskaźnik ten dla Niemiec, Japonii czy Indii sięgał 8-9%).

Moc zainstalowana w fotowoltaice w GW



- **Prognozy wzrostu mocy:** według prognoz SolarPower Europe (bazujących m.in. na szacunkach krajowych organizacji zrzeszających firmy inwestujące w fotowoltaikę) **średnioroczny wzrost mocy PV w najbliższych 5 latach może sięgać ~20%** (pośredni scenariusz), co pozwoli podwoić globalny potencjał w 2023 roku. Jeśli chodzi o rok 2020 to z uwagi na COVID-19 (zaburzenia w procesie dostaw i realizacji projektów) oczekiwana jest nieco niższa dynamika niż prognozowano jeszcze kilka miesięcy temu (90-115 GW vs wcześniejsze szacunki rzędu +140 GW). Nadal największe nominalne przyrosty będą generować Chiny, ale przyspieszenia dynamiki wzrostu oczekuje się w USA (przy istotnym udziale PPA, których w 2019 podpisano na ~9 GW), Indiach, Hiszpanii (oprócz aukcji to kwestia popularyzacji PPA i instalacji prosumenckich, po zniesieniu podatku „od słońca”), Holandii, Francji czy Australii. Jeśli chodzi o strukturę przyrostu to w ujęciu globalnym około 65-70% stanowią duże naziemne projekty przemysłowe/energetyczne, a 30-35% dachowe systemy prosumenckie. **W Europie wciąż zdecydowanie dominują dachowe instalacje prosumenckie** stanowiące 66% mocy zainstalowanej (gospodarstwa domowe ~19%, komercyjni odbiorcy 30%, przemysł 17%), a wielkoskalowe projekty naziemne to około 34%.

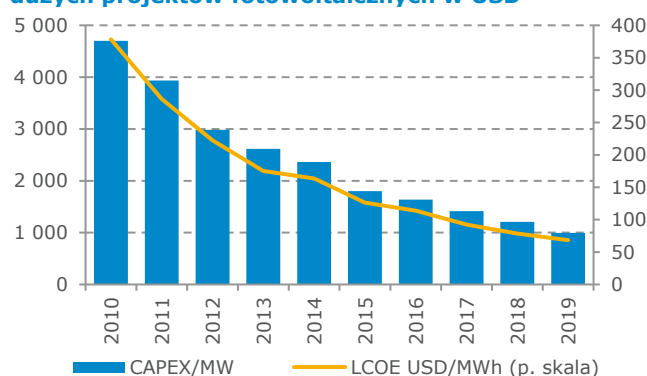
Prognoza rozwoju mocy fotowoltaiki w perspektywie 2024 roku w GW



Źródło: SolarEnergy Europe

- **Spadek parametru LCOE:** podobnie jak w innych technologiach OZE, w przypadku fotowoltaiki na przestrzeni ostatnich lat również obserwujemy spadek średniego kosztu LCOE, aczkolwiek analiza benchmarków w tym zakresie musi uwzględniać zarówno położenie geograficzne instalacji (load factor w zależności od nasłonecznienia może sięgać 10-30%, przy globalnej średniej na poziomie 15-18%), jak i skalę projektu (zupełnie inna ekonomia dachowych instalacji prosumenckich vs wielkoskalowe projekty >50 MW). Dane IRENA wskazują, że **w ciągu ostatnich 10 lat, parametr LCOE dla dużych instalacji spadł o ponad 80%** (w tym koszty finansowania) i tendencja ta ciągle się utrzymuje (w ubiegłym roku -13%). W Europie Zachodniej wskaźnik ten wynosi obecnie w zależności od lokalizacji od 25 EUR/MWh (duże instalacje we Włoszech czy Hiszpanii) do 70 EUR/MWh (projekty ~1 MW w północnej Europie). Obecnie na kontynencie pojawiają się już pierwsze wielkoskalowe instalacje realizowane bez wsparcia (projekt EnBW o mocy 180 MW w Niemczech) lub w formule PPA (projekt BayWa r.e. w Hiszpanii na 175 MW czy portfel PV na 708 MW w Hiszpanii i Portugalii).

Średni globalny poziom LCOE i CAPEX/MW dla dużych projektów fotowoltaicznych w USD

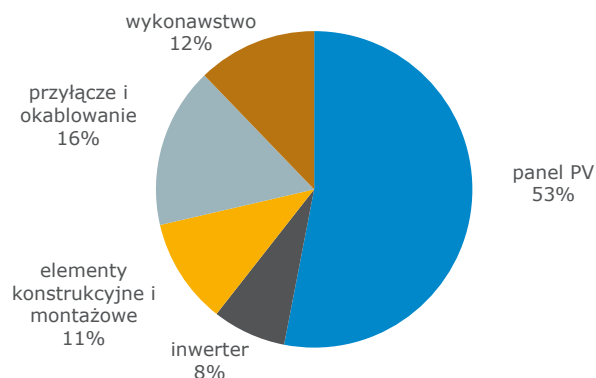


Źródło: IRENA

- **Poziom CAPEX/MW:** spadkowy trend na LCOE to oczywiście w dużym stopniu kwestia coraz niższych jednostkowych nakładów inwestycyjnych. Wynika to m.in. z optymalizacji kosztów produkcji modułów oraz postępu technologii (panele dostosowujące się do stopnia nasłonecznienia), która skutkuje wzrostem produktywności (wzrost średniego load factor z 14% do 18% w 10 lat). Obecnie średni poziom CAPEX dla dużych instalacji przemysłowych w Europie waha się w przedziale 0,4-0,5 mln EUR/MW, dla projektów <1 MW 0,7-0,75 mln EUR/MW, a dla domowych instalacji

prosumenckich 1,0-1,1 mln EUR. Według analiz platformy ETIP PV, te nakłady powinny spaść do 2025 roku średnio o 20%, a w perspektywie 2030 o 30%. Dane raportowane w tym roku przez BNEF zdają się uwiarygadniać te prognozy (spadek kosztów modułów w 1H'20 o ~10%).

Struktura nakładów na poszczególne elementy przemysłowej instalacji PV



Źródło: IRENA

Jeśli chodzi o strukturę nakładów na poszczególne elementy instalacji PV to prezentujemy ją na powyższym wykresie. Zdecydowanie największy udział mają moduły PV (53%) i to tutaj odbywa się największy postęp technologiczny. W przypadku pozostałych elementów spadek kosztów jest mniejszy i głównie wynika z efektu skali.

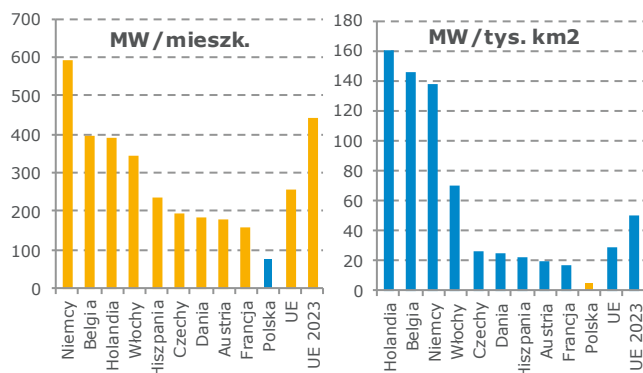
- **Wyzwania na przyszłość:** technologia PV rozwija się bardzo dynamicznie i w większości krajów europejskich jest wspierana polityką rządu, ale na horyzoncie nie brakuje wyzwań, które mogą spowolnić jej rozwój:
 - **Kanibalizacja** – wzrost udziału PV w miksie wpływa negatywnie na ceny energii (szczególnie dotyczy to krajów z południa Europy), co obniża opłacalność tego typu źródeł i może zniechęcać odbiorców do umów PPA. Prosumenckie systemy PV połączone z magazynowaniem mogą to ryzyko minimalizować.
 - **niewydolna infrastruktura + restrykcyjna polityka przyłączy** – wzrost nasycenia OZE w sieci przesyłowej i koncepcja energetyki rozproszonej wymaga inwestycji w smart-grid i rozwiązania zapewniające elastyczność sieci. (konieczna korekta formuł wynagradzania operatorów). Brak rozwoju sieci w tym kierunku będzie zwiększał udział odmownych decyzji ws. warunków przyłączenia. Rozwiązaniem jest też zwiększanie wskaźnika autokonsumpcji instalacji domowych (np. przez adaptację sprzętu gospodarstwa domowego do profilu produkcji PV). Przykładowo w Niemczech około 40% mikroinstalacji prosumenckich do 10 kW, które powstaną w tym roku (~800 MW) będzie posiadało system magazynowania (należy jednak pamiętać, iż tam rentowność projektów „gwarantuje” wysoka opłata EEG w rachunkach, której można przy autokonsumpcji uniknąć).
 - **finansowanie** – wyczerpująca się w niektórych krajach pula rządowego wsparcia w aukcjach, przesuwająca ciężar rozwoju PV na umowy PPA, których finansowanie jest trudniejsze ze względu na ryzyko kontrahenta

Rynek polski

Na początku października w Polsce moc zainstalowana w fotowoltaice wynosiła 2,7 GW, co oznacza podwojenie w stosunku do końca 2019 roku. Tak dynamiczny wzrost to przede wszystkim instalacje prosumenckie gospodarstw domowych (funkcja mechanizmów wsparcia i skokowych wzrostów cen energii w 2019 budujących oczekiwania odbiorców na lata kolejne) oraz pierwsze realizacje projektów z kontraktami z aukcji OZE z lat poprzednich (w latach 2017/19 zakontraktowano 1,7 GW).

- Podaż projektów:** na koniec 2019 roku warunki przyłączenia miały farmy PV o mocy ~4 GW, z czego 2,6 GW w projektach <1 MW. Pozwolenia na budowę, a więc gotowość aukcyjną posiadało około 0,9 GW, ale w przypadku mniejszych projektów normą jest uzyskiwanie pełnej dokumentacji na kilka tygodni przed aukcją, tak więc na pewno podaż projektów w listopadowo-grudniowych aukcjach przekroczy dostępny do rozdysponowania wolumen 1,5 GW. Obecnie szacuje się, że do aukcji zgłoszonych zostanie około 2,5 GW (tylko w 1H'20 przyznane warunki przyłączenia sięgnęły 1,2 GW). W aukcji 2021 roku Ministerstwo Klimatu chce zakontraktować w PV około 1,7 GW.
- Scenariusz przyrostu mocy w Polsce:** w naszym modelu rynku zakładamy, że w 2024 r. moc zainstalowana sięgnie 6,9 GW (produkcja ~6 TWh, co będzie stanowić około 4% generacji w Polsce) i będzie to efekt projektów wygrywających aukcje 2018/21 i pierwszej fali projektów prosumenckich. W kolejnych latach uwzględniamy podobne przyrosty do 12,9 GW w 2030 r. (powyżej aktualnego celu PEP40 na poziomie 7,5 GW). Nie można jednak wykluczyć, że dynamika w segmencie prosumenckim po wdrożeniu RED II utrzyma się, dzięki aktywizacji modelu wirtualnego prosumenta. Szacunki IEO mówią o przekroczeniu 7 GW w 2024 r., prawie 8 GW w 2025 (w tym 4,2 GW w segmencie prosumenckim) i 13,9 GW w 2030 (prosumenci 5,4 GW).

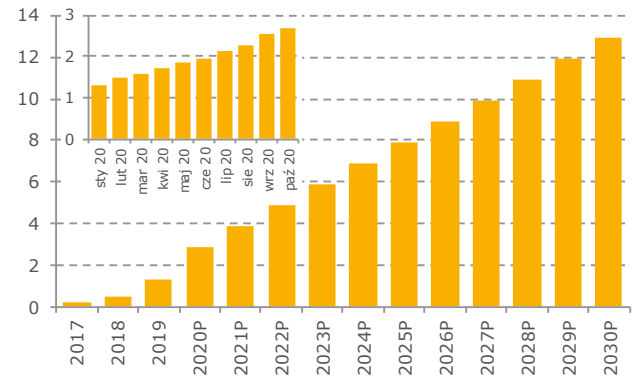
Moc zainstalowana w PV na mieszkańca i powierzchnię w UE (plus prognoza SolarPower dla UE na rok 2023)



Źródło: SolarPower Europe, szacunki mBanku

Pewnym punktem odniesienia dla rozwoju fotowoltaiki w Polsce mogą być scenariusze z innych krajów UE. Jeśli szacowalibyśmy potencjał polskiego rynku PV na podstawie obecnego średniego unijnego wskaźnika moc/mieszkańca i moc/powierzchnię to implikowałoby to 9-10 GW (uwzględniając prognozę na 2023 byłoby to ~16 GW). Jeśli chodzi o potencjał samych domowych prosumenckich to przyjmując benchmark niemiecki można go w Polsce szacować na 3,5-5 GW (pamiętając, że zachęta cenowa w Niemczech wynika z wysokiej opłaty EEG uwzględnianej w rachunkach).

Prognozy mocy zainstalowanej w fotowoltaice w Polsce w GW



Źródło: PSE, szacunki mBanku

- Modelowe parametry finansowe:** według IEO w Polsce koszt budowy małych projektów prosumenckich to około 5 mln PLN/MW (blisko europejskiego benchmarku na poziomie 1 mln EUR), a większych instalacji to około 2,5-3,0 mln PLN (benchmark europejski implikuje 2,2 mln PLN/MW). W miarę rozrastania się łańcucha dostaw, rozwoju technologii i wzrostu konkurencji można oczekiwać spadku jednostkowego CAPEX w kolejnych latach. IEO zakłada obniżenie kosztów instalacji do 2025 roku o 20%, co pociągnie za sobą spadek LCOE, dla dużych instalacji w okolicach 270 PLN/MWh. Jeśli chodzi o koszty OPEX to kształtują się one w przedziale 0,1 mln PLN/MW/rok. Średni load factor dla farm PV w Polsce to około 10-11%.
- Analiza wrażliwości NPV typowego projektu:** poniżej prezentujemy analizę wrażliwości projektu o mocy 10 MW przy LTV 65% i marży kredytowej banku na poziomie 2,5%. Indeksacja inflacyjna ceny aukcyjnej przyjęta na poziomie 2%, a stopa wolna od ryzyka 1,5%. W bazowym scenariuszu NPV inwestycji rzędu 27 mln PLN wynosi 7,6 mln PLN, a IRR ~8,4%.

Analiza wrażliwości NPV (mln PLN) i IRR dla projektu 10 MWp

	NPV	cena gwarantowana w aukcji w PLN/MWh				
		300	310	320	330	340
CAPEX mln PLN/MW	2,4	7,8	8,8	9,8	10,8	11,8
	2,6	6,6	7,7	8,7	9,7	10,7
	2,7	5,5	6,6	7,6	8,6	9,6
	2,8	4,4	5,5	6,5	7,5	8,5
	3,0	3,3	4,3	5,4	6,4	7,4

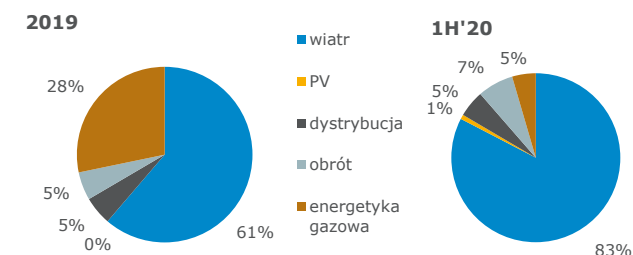
	IRR	cena gwarantowana w aukcji w PLN/MWh				
		300	310	320	330	340
CAPEX mln PLN/MW	2,4	8,9%	9,6%	10,4%	11,1%	11,8%
	2,6	7,9%	8,6%	9,3%	10,0%	10,7%
	2,7	7,1%	7,7%	8,4%	9,1%	9,7%
	2,8	6,3%	6,9%	7,5%	8,2%	8,8%
	3,0	5,5%	6,1%	6,7%	7,4%	8,0%

Źródło: szacunki mBanku

Grupa Polenergia – analiza spółki

Grupa Polenergia to podmiot koncentrujący się przede wszystkim na produkcji energii ze źródeł odnawialnych, która obecnie generuje ponad 80% strumienia EBITDA. Spółka posiada szeroki portfel projektów na różnym etapie rozwoju w energetyce wiatrowej (w tym 2 projekty offshore na Bałtyku) i fotowoltaice. Spółka prowadzi także działalność regulowaną w zakresie dystrybucji energii i jest aktywnym uczestnikiem rynku energii poprzez Polenergia Obrót (handel hurtowy, usługi zarządzania portfelem, agregacja OZE). W ramach Grupy funkcjonuje również segment energetyki konwencjonalnej oparty o 2 źródła zasilane gazem o mocy 124 MW.

Struktura EBITDA w 2019 i 1H'20



Źródło: Polenergia

Segment onshore

- Portfel farm:** portfel produkcyjny Polenergii obejmuje 8 farm o łącznej mocy 249 MW. Aktywa te funkcjonują w oparciu o mechanizm wsparcia OZE poprzez przydział zielonych certyfikatów, który w zależności od daty uruchomienia instalacji wygaśnie w perspektywie 2030 roku (22 MW w 2022 roku, 6 MW w 2025 roku, 58 MW w 2027 roku, 74 MW w 2029 roku i 90 MW w 2030). Średni poziom load factor za ostatnie 4 lata wynosił 32%.

Mapa farm wiatrowych Polenergii



Źródło: Polenergia

- Projekty w trakcie budowy:** w aukcji 2019 roku Polenergia zabezpieczyła 15-letnie kontrakty dla projektów o mocy 186 MW: Szymankowo (38 MW), Dębsk (121 MW) i Kostomłoty (27 MW). Dwie pierwsze farmy są już w trakcie budowy (Szymankowo od listopada 2019, a Dębsk od lipca 2020), a trzecia inwestycja powinna ruszyć w 1Q'21 (umowa z wykonawcą została podpisana w październiku). Oczekujemy, że uruchomienie tych projektów nastąpi odpowiednio w lipcu 2021, maju 2022 i wrześniu 2022. Zakładamy dla nich średnią cenę z aukcji na poziomie 208 PLN/MWh (spółka nie podaje tego parametru do publicznej wiadomości).
- Projekty w zaawansowanej fazie rozwoju:** do tej kategorii zalicza się projekt Piekło (13 MW z pozwoleniem na budowę), który prawdopodobnie wystartuje w tegorocznej aukcji. Cenę rozliczeniową dla tego projektu przyjmujemy na poziomie 200 PLN/MWh (średnia 2019 to 208 PLN/MWh). Dodatkowo spółka posiada 2 projekty o łącznej mocy 82 MW, których realizacja zależy od zniesienia ustawy odległościowej 10H. Zakładamy, że ich budowa rozpocznie się w 2022 roku w oparciu o ceny rynkowe bez wsparcia. W kolejnych latach zakładamy również uruchamianie nowych projektów o mocy 50 MW rocznie (spółka w strategii stawia cel przygotowania przedsięwzięć o potencjale 300 MW).
- Parametry operacyjne:** w naszym modelu przyjmujemy load factor dla farm wiatrowych na poziomie 32%, koszty stałe 0,14 mln PLN/MWh (indeksowane inflacją). Zakładamy również wzrost cen zielonych certyfikatów w perspektywie 2026 roku do 200 PLN/MWh (szerzej o tym w jednym z poprzednich rozdziałów) oraz wzrost cen energii napędzany CO₂.
- Prognozy wyników segmentu:** uwzględniając powyższy harmonogram projektów oczekujemy, że w perspektywie roku 2024 spółka będzie dysponować portfelem wiatrowym o mocy 485 MW (zgodnie z celami strategicznymi), a do 2029 ten potencjał wzrośnie do ~730 MW. Tegoroczna EBITDA segmentu powinna sięgnąć 230 mln PLN, a po uruchomieniu kolejnych instalacji oczekujemy wzrostu wyniku do 350 mln PLN w 2024 (powyżej celu ze strategii na poziomie 280 mln PLN głównie z uwagi na agresywniejszą ścieżkę cenową) i 460 mln PLN w 2029 roku.
- Spór prawny z Tauronem ws. umów PPA:** spółka prowadzi spór sądowy ze spółką zależną Tauronu (Polska Energia-Pierwsza Kompania Handlowa Sp. z o.o.) w kwestii wypowiedzenia przez ten podmiot w 2015 roku umów odkupu energii i zielonych certyfikatów z należących do Polenergii farm Łukaszów i Modlikowice (łącznie 58 MW). Roszczenie Polenergii do wspomnianej spółki PEPKH to łącznie 115 mln PLN. Sąd w wyroku częściowym uznał, iż wypowiedzenie umów było bezzasadne i odszkodowania jest co do zasady usprawiedliwione. Obecnie ta kwestia jest w apelacji rozpatrywana przez sąd II-giej instancji. Jednocześnie w 2018 roku Polenergia wystąpiła z powództwem bezpośrednio do Tauronu z roszczeniem zapłaty odszkodowania 79 mln PLN i ustalenia odpowiedzialności za szkody przyszłe na 265 mln PLN. **Postępowania w tej sprawie zapewne będą się toczyć jeszcze kilka lat i trudno ocenić prawdopodobieństwo uzyskania odszkodowania (także z uwagi na formę prawną kontrahenta utrudniającą regres do Tauronu), którego wielkość też będzie funkcją zrealizowanych cen sprzedaży energii i świadectw pochodzenia poza umowami PPA.** Nie zakładamy tych kwot w modelu.

Moc zainstalowana w energetyce wiatrowej na lądzie i kontrybucja segmentu do EBITDA

(mln PLN)	'18	'19	'20P	'21P	'22P	'23P	'24P
Moc w MW	246	249	249	268	365	442	485
load factor	29%	34%	33%	31%	31%	31%	31%
Produkcja TWh	0,6	0,7	0,7	0,7	1,0	1,2	1,3
Energia PLN/MWh	167	239	267	235	254	257	264
Zielony certyfikat	99	132	140	149	158	167	178
EBITDA	91	175	229	230	281	320	354

Zródło: szacunki mBanku

Segment offshore

- Koncesje:** spółka posiada 3 koncesje na wznoszenie sztucznych wysp na Bałtyku o łącznym potencjale 3 GW (MFW Bałtyk II i Bałtyk III na 1,4 GW oraz Bałtyk I o potencjale 1,6 GW). W latach 2018/19 partnerem na tych projektach (50% udział) został Equinor. Cena sprzedaży wyniosła odpowiednio 94 mln PLN i 34 mln PLN. Dodatkowo umowy uwzględniają płatności warunkowe uzależnione od realizacji określonych etapów lub parametrów, ale nie upubliczniono szczegółów. Equinor będzie odpowiadał za przygotowanie poszczególnych etapów farm i docelowo będzie ich operatorem.
- Lokalizacja:** Bałtyk II i Bałtyk III na ławicy Słupskiej 37km i 22km od brzegu), a Bałtyk I na ławicy Środkowej 80km od brzegu.
- Harmonogram:** MFW Bałtyk II i Bałtyk III wezmą udział w pierwszej fazie wsparcia i w przypadku uzyskania kontraktu produkcja energii powinna rozpocząć się na tych farmach w roku 2025. W przypadku projektu Bałtyk I, decyzje inwestycyjne zapadną w późniejszym terminie i będą uzależnione od wyników aukcji w 2025 roku (ewentualnie 2027).
- Założenia finansowe:** poniżej prezentujemy analizę wrażliwości NPV pierwszej fazy projektu (720 MW przypadające na Polenergię) od poziomu jednostkowego CAPEX i gwarantowanej ceny w kontrakcie różnicowym. Load factor przyjmujemy na poziomie 47%, a koszty stałe na 0,25 mln PLN/MW/rok (poziom benchmarku europejskiego na poziomie 50-60 tys. EUR).
- Model NPV:** w bazowym scenariuszu przy LTV 70%, CAPEX na poziomie 3,05 mln EUR/MW (kurs 4,3 EUR/PLN) oraz cenie gwarantowanej na poziomie 350 PLN/MWh (5% poniżej 86 EUR/MWh uwzględnianych w ocenie skutków regulacji w projekcie ustawy) wartość NPV tego projektu wynosi 0,77 mld PLN, a IRR 7,1%. Zgodnie z naszą analizą potencjału finansowego spółki (w dalszej części raportu), na razie nie uwzględniamy tego projektu w wycenie z uwagi na fakt, że zapewnienie wkładu własnego do projektu może wymagać emisji akcji lub pozyskania dodatkowego partnera. Stąd w wycenie bierzemy pod uwagę tylko księgową wartość udziałów w projektach offshore na poziomie 0,15 mld PLN. Przypominamy, że z uwagi na formułę własnościową projektu, w przypadku jego realizacji spółka będzie konsolidować proporcjonalnie zysk netto spółki celowej, poniżej EBITDA na poziomie zysku z jednostek konsolidowanych metodą praw własności.

Analiza wrażliwości NPV (mln PLN) i IRR dla projektu 720 MW

CAPEX mln EUR/MW	NPV	CfD w PLN/MWh				
		310	330	350	370	390
2,4	1 322	1 765	2 209	2 652	3 096	
2,7	605	1 048	1 492	1 935	2 378	
3,1	-113	331	774	1 218	1 661	
3,4	-830	-387	57	500	944	
3,7	-1 547	-1 104	-661	-217	226	

CAPEX mln EUR/MW	IRR	CfD w PLN/MWh				
		310	330	350	370	390
2,4	9,1%	10,6%	12,2%	13,9%	15,6%	
2,7	6,7%	8,0%	9,3%	10,7%	12,2%	
3,1	4,8%	5,9%	7,1%	8,3%	9,6%	
3,4	3,3%	4,2%	5,2%	6,3%	7,4%	
3,7	2,1%	2,9%	3,7%	4,6%	5,6%	

Zródło: szacunki mBanku

Segment PV

- Portfel farm:** aktualnie Polenergia posiada jedną farmę w fazie produkcyjnej (Sulechów 8 MW), która wygrała aukcję OZE w 2018 roku (kontrakt z prawem do pokrycia ujemnego salda przez 15 lat). Spółka nie podaje ceny złożonej w aukcji, ale średni poziom w aukcji 2018 wynosił 352 PLN/MWh (przedział 289-365 PLN/MWh).
- Projekty zaawansowane:** na etapie RTB (ready to build) znajdują się projekty o mocy 27 MW, w tym 21 MW w projektach Sulechów II i III, które nie wygrały ubiegłorocznej aukcji OZE. W modelu zakładamy, że te projekty uzyskają kontrakty w aukcji 2020 ze średnią ceną 10% poniżej ubiegłorocznego wyniku aukcji (285 PLN/MWh).
- Projekty we wczesnej fazie rozwoju:** w fazie przygotowawczej spółka posiada projekty o łącznej mocy 238 MW. Ich realizacja będzie uzależniona od uzyskania wsparcia aukcyjnego. W naszym modelu szacujemy, że do aukcji w przyszłym roku będą gotowe farmy o mocy 50 MW. W kolejnych latach oczekujemy uruchamiania etapu budowy projektów o potencjale 30 MW rocznie. Ceny w aukcjach (ewentualnie umowach PPA) utrzymujemy na poziomie 285 PLN/MWh, podobnie jak poziom jednostkowych nakładów inwestycyjnych 2,8 mln PLN/MW.
- Parametry operacyjne:** w naszym modelu przyjmujemy load factor dla farm PV na poziomie 12%, koszty stałe 0,1 mln PLN/MW (zgodnie z wynikami 1H'20 farma Sulechów I mieści się w tym benchmarku). Przypominamy, że mechanizm aukcyjny gwarantuje pokrycie różnicy między ceną wylicytowaną a benchmarkiem spot BASE, co oznacza że koszt profilu PV jest ujemny (pozytywny wpływ na przychód jednostkowy szacujemy na 15 PLN/MWh – średni spread cenowy pomiędzy BASE a średnią godzinową od 8:00 do 18:00 za ostatnie 12 miesięcy).
- Prognozy wyników segmentu:** uwzględniając powyższy harmonogram projektów oczekujemy, że w perspektywie roku 2024 spółka będzie dysponować portfelem fotowoltaicznym o mocy 88 MW (w oficjalnej strategii spółki pojawia się cel 90 MW), a do 2029 ten potencjał wzrośnie do ~240 MW. Tegoroczna EBITDA z farmy Sulechów I powinna sięgnąć 2,8 mln PLN, a po uruchomieniu kolejnych instalacji oczekujemy wzrostu wyniku do 22 mln PLN w 2024 (cel ze strategii na poziomie ~25 mln PLN) i 58 mln PLN w 2029 roku.

Moc zainstalowana w PV i kontrybucja EBITDA

(mln PLN)	'20P	'21P	'22P	'23P	'24P
Moc zainstalowana w MW	8	8	8	38	88
load factor	14%	13%	13%	13%	13%
Produkcja w TWh	0,01	0,01	0,01	0,04	0,10
Cena w PLN/MWh	365	365	365	302	292
EBITDA	3	3	3	10	22

Źródło: szacunki mBanku

Segment dystrybucji

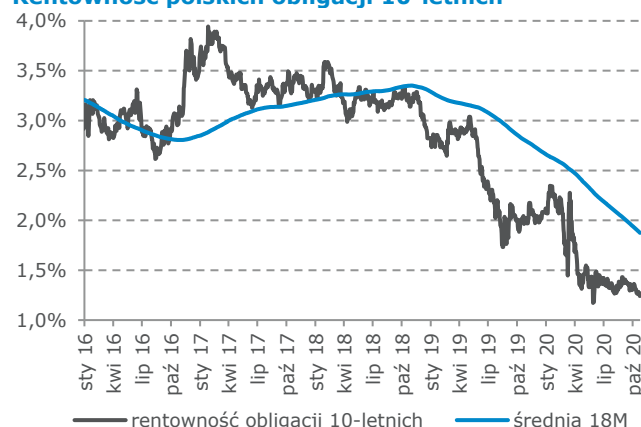
Polenergia prowadzi regulowaną działalność dystrybucyjną poprzez spółkę Polenergia Dystrybucja. Jest największym prywatnym dystrybutorem energii w Polsce, a jej **model biznesowy polega na tworzeniu nowych obszarów dystrybucyjnych na terenie całego kraju** (aktualna mapa poniżej). Oferta jest kierowana przede wszystkim do specjalnych stref ekonomicznych, deweloperów osiedli mieszkaniowych czy operatorów centrów handlowych, przemysłowych, biurowych i magazynowych. Obecnie do sieci Polenergii przyłączonych jest ponad 11 tys. klientów, a roczny wolumen przesłanej energii sięga 0,3 TWh. Polenergia na terenie swoich obszarów dystrybucyjnych **oprócz przesyłu, świadczy także usługę sprzedaży energii**. Ponadto w ramach segmentu prowadzona jest także dystrybucja gazu ziemnego do klientów przemysłowych w Tomaszowie Mazowieckim (~0,3 TWh rocznie), ale ta usługa generuje tylko ~5% przychodów segmentu.

Obszary dystrybucyjne Polenergia OSD

Źródło: Polenergia

Spółka dystrybucyjna funkcjonuje w oparciu o standardowy model regulacyjny, w którym URE ustala zarówno taryfę sieciową, jak i zatwierdza plany inwestycyjne. Przypominamy, że na przychód regulowany składają się: zwrot z aktywów regulowanych (WRAXWACC), uzasadnione koszty operacyjne (w tym cele poprawy efektywności), amortyzacja, podatki/opłaty i koszty strat sieciowych. Dodatkowo w kalkulacji taryfy Regulator rozlicza OSD ze wskaźników jakościowych za okres t-2 (SAIDI, SAIFI, czas przyłączenia), a kara za ich niedotrzymanie jest ograniczona z góry kwotą 11% zwrotu z kapitału. Jednocześnie za realizację długoterminowego celu w roku

2025 URE będzie mógł przyznać operatorowi premię w wysokości 3-5% zwrotu z kapitału (płatną w roku 2027). Dodatkowo Regulator poprzez wskaźnik WR ma możliwość eksperckiej korekty zwrotu z kapitału o +/-10% (ocena innowacyjności OSD, neutralizowanie wpływu klęsk żywiołowych na realizację celów jakościowych itp.). WRA, czyli wartość aktywów regulowanych jest co roku aktualizowana w oparciu o przeprowadzone inwestycje netto, natomiast WACC jest wyznaczany zgodnie z ustaloną formułą bazującą na średniej rentowności obligacji skarbowych z ostatnich 18 miesięcy. **Spadek rynkowych stóp procentowych w ostatnich latach prowadzi do systematycznego spadku WACC w taryfach OSD.**

Rentowność polskich obligacji 10-letnich

Źródło: Bloomberg

W tym roku najwięksi operatorzy negocjowali z URE kwestię zmiany tej formuły (m.in. poprzez wydłużenie okresu dla którego jest liczona średnia RFR), ale szanse na przekonanie Regulatora są raczej niewielkie. Prawdopodobnie do regulacji zostanie natomiast wprowadzony **mechanizm neutralizujący wpływ wolumenów na realizowany przychód**. Obecnie jednostkowa stawka sieciowa jest ustalana w oparciu o całkowity przychód regulowany i prognozowany wolumen dystrybucji (przykładowo, gdy wolumen ex-post okazuje się niższy od prognozy URE to operator traci należne mu przychody). Tego typu odchylenia od planu mają być teraz wyrównywane w taryfie dla okresu t+2.

Prognozy wyników segmentu dystrybucji w Polenergia

(mln PLN)	'17	'18	'19	'20P	'21P	'22P	'23P	'24P
WRA w taryfie	78	82	86	92	96	117	127	136
WACC	5,6%	6,0%	6,0%	5,5%	4,5%	4,1%	4,4%	5,2%
RFR	2,9%	3,3%	3,3%	2,8%	1,9%	1,5%	1,8%	2,5%

EBITDA, w tym	16	14	15	16	18	20	22	25
dystrybucja	10	12	12	12	14	15	17	20
sprzedaż energii	6	3	3	4	4	5	5	5

Źródło: Polenergia, szacunki mBanku

Główne założenia prognoz

- WRA:** w taryfie w 1H'20 Wartość Regulacyjna Aktywów wynosiła 92 mln PLN, ale uwzględniając już poniesione nakłady inwestycyjne (plan zatwierdzony przez URE) zbudowana baza aktywów na koniec czerwca wynosiła 121 mln PLN. W taryfie zaktualizowanej przez URE z opóźnieniem w październiku tego roku, WRA została ustalona na 109,6 mln PLN. Zgodnie ze strategią spółki w perspektywie 2024 roku WRA powinna przekroczyć 150 mln PLN. Uwzględniamy to w naszym modelu,

przyjmując średnioroczny CAPEX w latach 2020-29 na poziomie 20 mln PLN (w tym koszt przyłączeń w całości przenoszonych w wynik okresu na poziomie 2 mln PLN).

- **WACC:** zakładamy utrzymanie obecnej formuły regulacyjnej opartej o 18-miesięczną średnią rentowność 10Y obligacji skarbowych. Oznacza to spadek WACC w przyszłym roku do 4,5% vs 5,5% w tym roku. W kolejnych latach uwzględniamy prognozy rentowności naszych makroekonomistów, a w dłuższym horyzoncie zakładamy konwergencję stopy wolnej od ryzyka do długoterminowego poziomu 3,5% przyjmowanego w modelu DCF.
- **Marża na sprzedaży energii:** zakładamy, że po słabszym roku 2019 (efekt 0,9 mln PLN rezerwy na taryfę G) wyniki na tej linii istotnie się poprawią, a jednostkowe marże utrzymają się na tym poziomie w całym okresie prognozy. Przy wolumenach rosnących proporcjonalnie do rozwoju sieci dystrybucyjnej oznacza to w perspektywie roku 2024 podwojenie kontrybucji do EBITDA segmentu na poziomie 5,2 mln PLN.

Segment obrotu

Segment obejmuje hurtowy handel (również na rynkach zagranicznych) energią, prawami majątkowymi, gazem, uprawnieniami do emisji CO₂, czy gwarancjami pochodzenia. Obszar ten świadczy usługi zarządzania portfelem zarówno dla podmiotów z Grupy (źródła gazowe i OZE o łącznych mocach 370 MW), jak i klientów zewnętrznych (źródła OZE o mocach 110 MW). W ubiegłym roku wolumen obrotu energią wynosił 10,5 TWh, a w przypadku gazu było to 0,4 TWh (z uwagi na mało sprzyjające regulacje w zakresie magazynowania ta działalność została wyraźnie ograniczona, głównie do bilansowania portfela klientów końcowych Polenergia dystrybucja). W najnowszej strategii na lata 2020-24 Zarząd zapowiedział ponadto rozwój dodatkowych linii biznesowych (sprzedaż do klientów końcowych, proprietary trading i agregacja OZE), których wpływ na wynik EBITDA jest już zauważalny w 1H'20. Poniżej prezentujemy krótką charakterystykę poszczególnych składowych wpływających na zyski segmentu wraz z założeniami do prognoz na kolejne lata.

- **Marża na portfelu handlowym:** w tej kategorii spółka prezentuje wynik na handlu hurtowym (terminowym i spot, również na rynkach zagranicznych), w tym na zabezpieczaniu dostaw do klientów końcowych z Polenergia Dystrybucja. Oczekujemy, że w kolejnych latach marża jednostkowa będzie utrzymywać się na zbliżonym poziomie, a wolumen będzie rósł proporcjonalnie do polskiego rynku energii (po uwzględnieniu znacznie mniejszej aktywności handlowej widocznej w tym roku).
- **Marża na portfelu energii z FW:** zabezpieczanie sprzedaży farm wiatrowych i bilansowanie produkcji. Rezultat (strata) na tej linii zależy od relacji prognozowanej i rzeczywistej produkcji z wiatru/PV oraz odchyłań na koscie profilu. W średnim terminie przyjmujemy, że ujemny wynik będzie proporcjonalny do poziomu produkcji z własnych farm.
- **Marża na portfelu zielonych certyfikatów z FW:** segment zabezpiecza sprzedaż świadectw pochodzenia z portfela farm wiatrowych, a marża jest proporcjonalna do ceny certyfikatów (takie założenie przyjmujemy w średnim terminie), choć istotne ruchy cen mogą generować odchylenia od tej zasady.
- **Agregacja OZE:** nowa linia biznesowa wyodrębniona w strategii obejmująca zarządzanie portfelem, profilowanie i bilansowanie dla aktywów OZE spoza dużych grup energetycznych. Spółka chce docelowo mieć 20% tego rynku. W naszych prognozach zakładamy wzrost

kontrybucji do EBITDA proporcjonalnie do rozwoju produkcji w OZE na rynku polskim.

- **Sprzedaż do klientów strategicznych:** nowa linia biznesowa uruchomiona w strategii średnioterminowej. W tym roku zrealizowana marża powinna sięgnąć około 1 mln PLN. W dłuższym terminie zakładamy średnioroczny przyrost EBITDA na poziomie 5%.
- **Pozostałe:** na tej linii Polenergia księguje wynik na zabezpieczaniu portfela wewnątrz Grupy dla spółki dystrybucyjnej i ENS (od tego roku). Zakładamy, że ta pozycja pozostanie stabilna w okresie prognozy, ale na nieco niższym poziomie niż tegoroczne wykonanie (dodatkowe zyski z uwagi na sprzyjające warunki rynkowe).
- **Koszty operacyjne:** ta kategoria uwzględnia koszty ogólne działalności segmentu (głównie koszty wynagrodzeń) i prowizje transakcyjne. W związku z wdrożeniem nowych linii biznesowych w tym roku ta pozycja wykazuje wysoką dynamikę r/r (+2,2 mln PLN w 1H'20), ale w kolejnych latach zakładamy, że koszty osobowe będą rosły w tempie 2% rocznie, a komponent prowizyjny będzie bezpośrednio powiązany z przychodami.

Prognozy wyników segmentu obrotu w Polenergia

(mln PLN)	'17	'18	'19	'20P	'21P	'22P	'23P	'24P
EBITDA	13	-16	15	22	15	15	16	17
portfel handlowy	14	-8	13	10	11	11	11	11
portfel FW-energia	6	-4	-4	-1	-1	-1	-1	-2
portfel FW-certyf.	5	8	14	8	4	4	4	5
agregacja OZE	0	0	0	6	7	8	9	10
klienci strateg.	0	0	0	1	1	1	1	1
pozostałe	-2	1	0	12	7	7	7	7
koszty operacyjne	-11	-12	-8	-11	-11	-11	-12	-12

Zródło: Polenergia, szacunki mBanku

Energetyka gazowa

- **Aktywa segmentu:** obecnie głównym aktywem w tym obszarze jest gazowa Elektrociepłownia Nowa Sarzyna (116 MWe i 70 MWt) dostarczająca ciepło technologiczne do fabryki należącej do Ciechu (długoterminowa umowa do 2030 roku). Dodatkowo spółka posiada jeszcze Elektrownię Mercury w Wałbrzychu (8 MWe) zasilaną gazem koksowniczym z lokalnych zakładów koksowniczych (kontrakt z koksownią na dostawy paliwa i sprzedaż energii obowiązuje do 2023 roku). Łączna produkcja segmentu w 2019 roku sięgnęła 0,75 TWh energii i 436 TJ ciepła.
- **Wyniki segmentu:** wyniki segmentu są przede wszystkim funkcją modelowego spreadu CSS (cena energii pomniejszona o koszt gazu i CO₂) oraz ceny rozliczeniowej za ciepło. Niemniej jednak w poprzednich latach spółka dodatkowo otrzymywała rekompensaty kosztów osieroconych (obecnie już tylko resztkowe płatności), stąd tegoroczne wyniki są trudno porównywalne r/r (w 1H'20 EBITDA wyniosła 7 mln PLN vs 30 mln PLN rok wcześniej przy śladowych rekompensatach KDT na poziomie 3 mln PLN vs 36 mln PLN rok wcześniej). Z kolei od przyszłego roku EC Nowa Sarzyna będzie otrzymywać płatności z rynku mocy na poziomie > 20 mln PLN (kontrakt mocy na 109 MW).
- **Plany rozwoju projektów kogeneracyjnych:** w strategii spółki Zarząd deklaruje inwestycje z partnerami technologicznymi i przemysłowymi w nowe wysokosprawne źródła CHP oparte na gazie, gotowe do przejścia na wodór w dłuższej perspektywie. Elementem tej strategii jest list intencyjny z Siemens Energy. Obecnie planowane są projekty pilotażowe w ENS, a

docelowo Polenergia chce być aktywna w produkcji zielonego wodoru w oparciu o własne źródła OZE. Celem strategicznym jest 33% udział w 300 MW portfolio takich projektów CHP. Spółka oczekuje, że moce kogeneracji na gazie wzrosną ze 124 MW do 246 MW w perspektywie 2024 roku (celem jest posiadanie 33% udziału w 400 MW portfolio projektów tego typu).

- **Prognozy wyników segmentu:** w naszych prognozach wyników segmentu w najbliższych latach nie uwzględniamy zwiększenia mocy (póki co brak informacji o harmonogramie i wielkości konkretnych projektów). Prognoza EBITDA opiera się więc wyłącznie na założeniach dla cen energii i CSS (zakładamy utrzymanie dotychczasowej strategii zabezpieczeń cen gazu, energii i CO₂). Uwzględniamy również wspomniane płatności z rynku mocy, również wykraczając poza horyzont przeprowadzonych już aukcji (ENS spełnia wymogi pakietu zimowego i będzie mogła liczyć na wsparcie tego typu również od lipca 2025 roku wwyż). Przy takim podejściu nasza prognoza EBITDA na ten rok oscyluje wokół 19 mln PLN (spadek r/r to kwestia braku rekompensat KDT, ale uwzględniamy jednorazowy efekt kompensaty gazowej na 5 mln PLN) i 21 mln PLN w roku 2024 (odchylenie od przyjętego w strategii poziomu 50 mln PLN to prawdopodobnie kwestia braku nowych mocy w modelu – strategia zakłada ich podwojenie).

Prognozy wyników segmentu gazowego w Polenergii

(mln PLN)	'18	'19	'20P	'21P	'22P	'23P	'24P
Energia w TWh	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Ciepło w PJ	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Energia PLN/MWh	167	239	267	235	254	257	264
CSS PLN/MWh	-14	97	155	99	87	89	93
Gaz PLN/MWh	95	64	40	53	65	65	65
EBITDA	110	81	19	38	14	8	21

Źródło: Polenergia, szacunki mBanku

Koszty ogólne i pozostałe pozycje

W ramach segmentowej pozycji „niealokowane” Polenergia księguje koszty ogólne działalności Grupy (około 10-11 mln PLN) oraz wynik na produkcji biomasy/pelletu (w 2019 roku EBITDA około 1,6 mln PLN, w tym roku raportowana jest poprawa rentowności). Spółka biomasowa jest przeznaczona na sprzedaż (aktywa biomasowe z 2 innych zakładów zostały sprzedane w roku 2018). Jej głównymi odbiorcami są elektrownie w Połańcu i Ostrołęce. Dodatkowo Polenergia wyodrębnia w sprawozdawczości segmentowej pozycję „rozliczenie ceny nabycia”, gdzie amortyzuje aport z połączenia PEP i Polenergii (około 10 mln PLN rocznie do rozliczenia w perspektywie 2025 roku). W poprzednich latach osobny segment stanowiła jeszcze działalność deweloperska (centrum kosztowe na poziomie około 1 mln PLN na EBITDA), ale od tego roku została wchłonięta do obszarów energetyki wiatrowej i PV.

Wyniki YTD vs nasze prognozy na 2020

W pierwszym półroczu 2020 EBITDA wyniosła 148 mln PLN, co oznacza wzrost r/r o 16%, pomimo ubytku przychodów z rekompensat KDT w segmencie kogeneracji (-33 mln PLN r/r). Wyniki nie były obciążone żadnymi istotnymi zdarzeniami jednorazowymi. Wykonanie naszej rocznej prognozy plasuje się na bezpiecznym poziomie 53%. Jeśli chodzi o wynik netto to realizacja sięga 61%, ale zwracamy uwagę na perspektywę wzrostu kosztów finansowych w 2H'20 i normalizację stopy podatkowej do 19% (w 1H'20 17%).

- **Farmy wiatrowe:** poprawa EBITDA r/r to efekt wyższej wietrzności (load factor +2 p.p.) oraz wyższych cen energii i świadectw pochodzenia.
- **PV:** wyniki uruchomionej farmy 8 MW zgodne z modelowymi parametrami kosztów, przy sprzyjającym poziomie nasłonecznienia.
- **Gaz CHP:** ubytek przychodów z rekompensat częściowo skompensowany wyższą marżą modelową CSS (wyższe ceny energii i niższe zabezpieczone ceny gazu) i wzrostem wolumenów sprzedaży energii (+11%)
- **Dystrybucja:** wyższy poziom WRA uwzględnianego w taryfie, niższe koszty strat sieciowych oraz poprawa marży na sprzedaży energii.
- **Obrót:** kontrybucja nowych linii biznesowych (+2,2 mln PLN r/r), wyższa marża na obsłudze ENS/dystrybucji (przejęcie zarządzania portfelem kogeneracji w tym roku) oraz wycena magazynu zielonych certyfikatów (3,7 mln PLN) przy wyższych kosztach operacyjnych.

Wyniki Polenergii za 1H'20 na tle prognoz mBanku na rok 2020

(mln PLN)	1H'20	1H'19	r/r	2020P	YTD
Przychody	821,9	1 304,2	-37%	1 689,1	49%
skor. EBITDA	147,6	127,9	15%	276,2	53%
EBITDA	147,6	127,7	16%	276,2	53%
wiatr	127,3	93,5	36%	228,9	56%
PV	1,3	0,0	-	2,8	48%
gaz CHP	7,0	29,8	-77%	18,8	37%
dystrybucja	7,9	7,2	10%	16,0	49%
obróć	10,6	5,9	79%	22,2	48%
pozostałe	-6,5	-8,7	-	-12,6	51%
EBIT	97,5	76,0	28%	173,5	56%
Dz. finansowa	-20,0	-21,6	-7%	-42,9	47%
Zysk netto	64,4	45,6	41%	105,8	61%

Źródło: Polenergia, szacunki mBanku

Prognoza na 3Q'20

Szacujemy, że EBITDA Grupy w 3Q'20 sięgnie niecałych 53 mln PLN, co będzie oznaczać 28% spadek r/r. Głównym źródłem pogorszenia rentowności będzie ubytek KDT-ów (-34 mln PLN) oraz zawyżona baza odniesienia w segmencie dystrybucji. W tym scenariuszu nasza roczna prognoza EBITDA powinna być wykonana po 9M w 73% i podobnie wyglądała to na poziomie zysku netto.

- **Farmy wiatrowe:** poprawa EBITDA r/r pomimo niższej wietrzności (średni load factor dla rynku to -3,6 p.p.) to kwestia wyższych cen energii i świadectw pochodzenia.
- **PV:** wyniki uruchomionej farmy 8 MW nieco wyższe q/q z uwagi na standardową sezonowość.
- **Gaz CHP:** ubytek przychodów z rekompensat (-34 mln PLN mimo założenia zaksięgowania jednorazowej kompensaty gazowej w kwocie 5 mln PLN), częściowo skompensowany wyższą marżą modelową CSS (wyższe ceny energii i niższe zabezpieczone ceny gazu) i wzrostem wolumenów sprzedaży energii (+20% r/r)
- **Dystrybucja:** spadek wynika głównie z rozwiązania rezerwy na spór sądowy w 3Q'19 na 1,6 mln PLN.
- **Obrót:** kontrybucja nowych linii biznesowych (+2,1 mln PLN r/r), wyższa marża na obsłudze ENS/dystrybucji (sprzyjające warunki rynkowe) przy wyższych kosztach operacyjnych.

Prognozy mBanku na 3Q'20

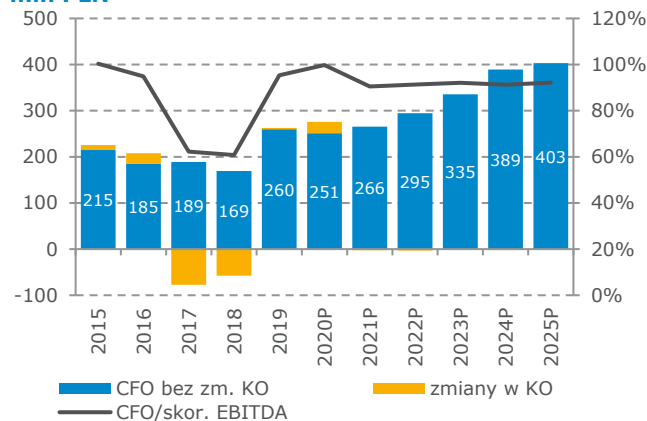
(mln PLN)	3Q'20P	3Q'19	r/r	2020P	YTD
Przychody	405,6	643,4	-37%	1 689,1	73%
skor. EBITDA	52,6	72,6	-28%	276,2	73%
EBITDA	52,6	72,6	-28%	276,2	73%
wiatr	35,8	29,9	19%	228,9	71%
PV	1,3	0,0	-	2,8	94%
gaz CHP	9,2	35,2	-74%	18,8	86%
dystrybucja	3,6	5,5	-35%	16,0	71%
obróć	6,0	3,3	83%	22,2	75%
pozostałe	-3,2	-1,3	-	-12,6	77%
EBIT	28,0	47,2	-41%	173,5	72%
Dz. finansowa	-11,6	-10,9	6%	-42,9	74%
Zysk netto	13,3	29,0	-54%	105,8	73%

Źródło: szacunki mBanku

Rachunek przepływów pieniężnych

W 2019 roku przepływy z działalności operacyjnej sięgnęły 263 mln PLN, co stanowiło 94% skorygowanego strumienia EBITDA. Wpływ zmian w kapitale obrotowym był ograniczony, w przeciwieństwie do lat 2017-18, kiedy to przesunięcia w płatnościach rekompensat KDT (należności) oraz ruchy na depozytach zabezpieczających na TGE (należności/zobowiązania) zniekształciły poziom przepływów. W tym roku saldo na kapitale obrotowym może być dodatnie (+25 mln PLN) z uwagi na zmiany dotyczące uzupełniania depozytów na TGE, spadek cen energii oraz wpływ należności KDT z ubiegłego roku (12 mln PLN). Na zapasach, gdzie główną pozycję stanowią świadectwa pochodzenia nie oczekujemy większych zmian. W kolejnych latach oczekujemy, że poziom gotówki generowanej z operacji będzie zbliżony do 90% skorygowanego strumienia EBITDA (korekta tylko o podatek).

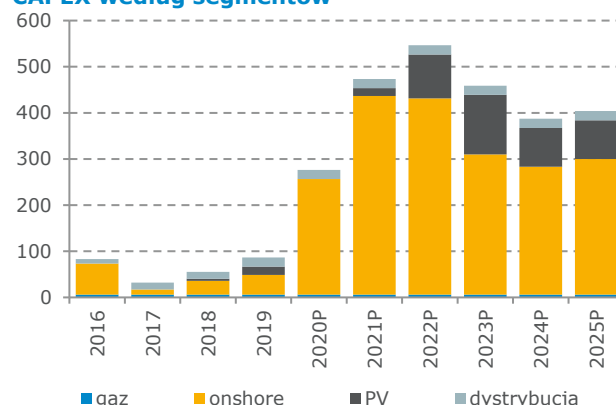
CF operacyjny vs zmiany w kapitale obrotowym w mln PLN



Źródło: Polenergia, szacunki mBanku

W ubiegłym roku poziom nakładów inwestycyjnych wyniósł 93 mln PLN, z czego większość pochłonęły przygotowania projektów OZE. W 1H'20 CAPEX sięgnął 35 mln PLN (w tym dopłata do kapitału SPV realizującej projekt offshore), ale proces inwestycyjny zgodnie z ogłoszoną strategią spółki będzie przyspieszał w kolejnych kwartałach. Tegoroczny cel 371 mln PLN może naszym zdaniem nie być w pełni wykonany (m.in. efekt COVID i opóźnienia w zabezpieczeniu finansowania projektów wiatrowych), ale będzie oznaczało to tylko przesunięcie na kolejny rok. Oprócz nakładów na projekty OZE (PV/wiatr), przepływy inwestycyjne uwzględniają 17 mln PLN średniorocznych nakładów w obszarze dystrybucji.

CAPEX według segmentów



Źródło: Polenergia, szacunki mBanku

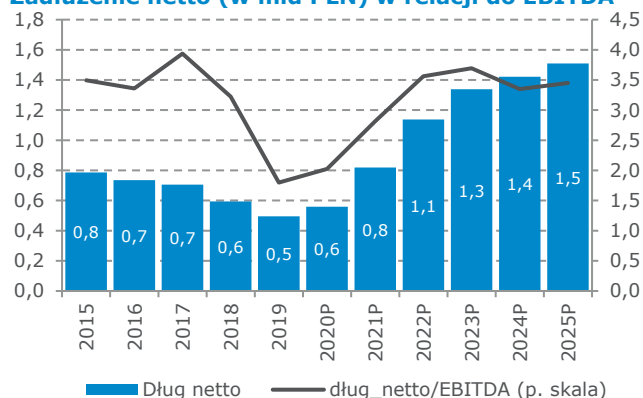
Bilans – dług netto

Na koniec 2019 roku zadłużenie netto Grupy przy uwzględnieniu zobowiązań leasingowych (58 mln PLN) wynosiło 495 mln PLN vs 594 mln PLN rok wcześniej (dane za 2018 jeszcze bez MSSF16). Zdecydowana większość kredytów brutto (724 mln PLN z 782 mln PLN) była przyporządkowana bezpośrednio do spółek celowych zarządzających projektami OZE. Ma to oczywiście znaczenie w kontekście kowenantów kredytowych, które nie są badane na poziomie Grupy (główne kryterium to zgodnie z praktyką rynkową poziom generowanych przepływów na poziomie projektu). W 1H'20 zadłużenie netto Grupy spadło do 408 mln PLN, przy kredytach brutto zwiększonych o 9 mln PLN (głównie efekt transzy pociągniętej przez projekt PV Sulechów). Kredyty są denominowane w PLN, a według naszych szacunków średnia marża powyżej WIBOR w ostatnich 3 latach wynosiła 3,2%. Zwracamy jednak uwagę, że spółka aktywnie zabezpiecza ryzyko stopy procentowej w obecnej sprzyjającej sytuacji rynkowej (obecnie >50% ekspozycji jest już zabezpieczone).

- **Umowy finansowania projektów w toku:** spółka podpisała już umowy kredytowe dla projektów wiatrowych: Szymankowo 38 MW (kredyt 171 mln PLN i pożyczka od Mansa Investments na 51 mln PLN, co traktując pożyczkę jako quasi wkład własny implikuje LTV na ~75%), Dębisk 121 MW (umowa pożyczki od głównego akcjonariusza na poziomie 172 mln PLN i kredyt inwestycyjny do 480 mln PLN) i Kostomłoty (umowa pożyczki od głównego akcjonariusza na poziomie 10 mln PLN i kredyt do 125 mln PLN). Poza tym Grupa dysponuje kredytem dla projektu PV Sulechów do 44 mln PLN (LTV ~70-75%).
- **Potencjał finansowania własnego:** gotówka na bilansie skonsolidowanym na koniec czerwca wynosiła 441 mln PLN (346 mln PLN na koniec 2019), ale z uwagi na formułę finansowania bardziej miarodajnym punktem odniesienia jest poziom gotówki w spółce matce. Na koniec półrocza wynosił on 261 mln PLN, co przy średnim LTV na poziomie 70% oznacza potencjał realizacji projektów o całkowitych nakładach rzędu 0,9 mld PLN. Oczywiście systematycznie ten potencjał będą powiększać dywidendy z pracujących projektów (w ubiegłym roku to około 60 mln PLN (1H'20 to 19,5 mln PLN)). Według naszych szacunków uwzględniając ten mechanizm transferu ze spółek celowych, Polenergia w formule PV będzie w stanie sfinansować projekty rzędu 2,5 mld PLN w perspektywie 2025 roku, a uwzględniając quasi wkład własny z pożyczek od Mansa Investments nawet 3,3 mld PLN (nasza prognoza CAPEX w latach 2020-25 to 2,5 mld PLN).

- **Projekt offshore:** nakłady na realizację pierwszego etapu projektu morskich farm wiatrowych (1,44 GW) można szacować na około 19-20 mld PLN, z czego przy obecnej strukturze JV około 9,0-10 mld PLN przypadłoby na Polenergię. Implikowany wkład własny to około 2,2-2,6 mld PLN. Aktualny bilans spółki w kontekście już planowanych projektów w innych segmentach nie pozwoli na organiczne wygospodarowanie tych środków. Nie można więc wykluczyć emisji akcji lub pozyskania kolejnych partnerów do tego projektu, przy ewentualnym wsparciu emisji długu na poziomie spółki matki (w najbliższych 5 latach DN/EBITDA dla Grupy oscyluje w przedziale 2,0-3,7x, co jak najbardziej daje tutaj możliwości zwiększenia dźwigni). Na ten moment nie uwzględniamy realizacji tego projektu w naszych prognozach finansowych.
- **Polityka dywidendowa:** przyjęta strategia i ambitny program inwestycyjny nie zostawiają miejsca na dywidendę i dlatego nie zakładamy płatności w całym horyzoncie prognozy.

Zadłużenie netto (w mld PLN) w relacji do EBITDA

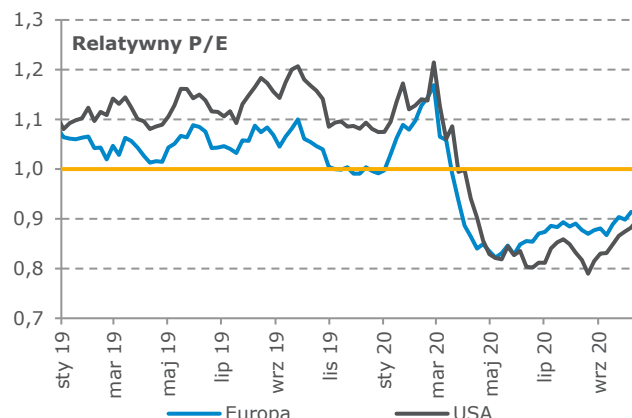
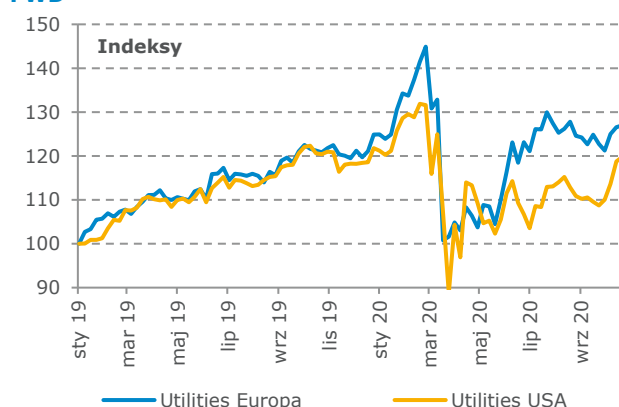


Źródło: Polenergia, szacunki mBanku

Sektor energetyczny – OZE dystansuje inne segmenty

Poziom korelacji indeksów spółek energetycznych na poszczególnych rynkach, pomimo znaczących różnic w regulacjach i wrażliwości na otoczenie makro, **pozostaje stosunkowo wysoki.** Tegoroczne wiosenne tąpnięcie, podobnie jak późniejsze odbicie miały podobną trajektorię w USA i w Europie. Bardzo zbliżone tendencje obserwujemy również na relatywnym wskaźniku P/E 12 FWD (odniesienie do wskaźnika dla szerokiego rynku).

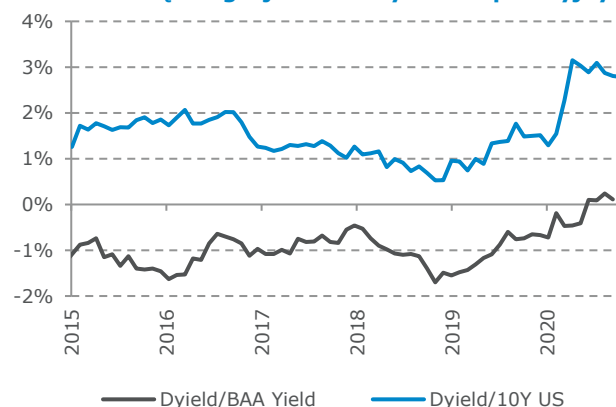
Znormalizowane indeksy spółek energetycznych w USA i Europie oraz relatywny wskaźnik P/E 12M FWD*



*dla Europy P/E Stoxx Utilities vs Stoxx600, a dla USA P/E dla S&P Utilities vs S&P500
Źródło: Bloomberg

Warto zwrócić uwagę, że w okresie wzmożonej nerwowości w czasie pandemii i spadku rentowności obligacji **spółki energetyczne nie wypełniły w pełni swej tradycyjnej defensywnej roli.** Zamknięcie gospodarek uderzyło bowiem bezpośrednio w przychody sektora użyteczności publicznej, co wywołało uzasadnione w wielu przypadkach obawy o cięcia dywidend. Dodatkowo perspektywa niższych stóp wolnych od ryzyka zaczęła ciążyć na prognozach dla regulowanych spółek sieciowych. Ilustracją tych obaw może być poniższy wykres wskazujący na **odchylenie od długoterminowej średniej spreadów pomiędzy DYield dla S&P Utilities a rentownością rządowych obligacji 10Y** czy obligacji korporacyjnych o wysokim ratingu.

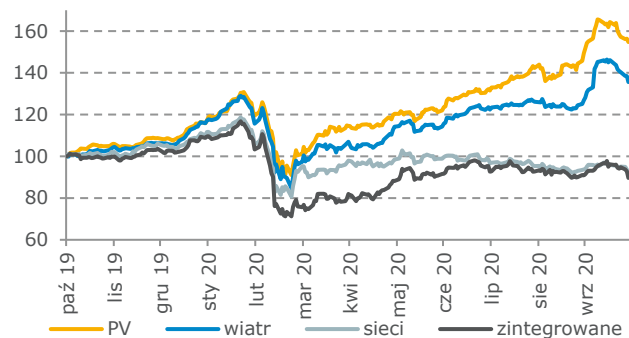
Spread pomiędzy DYield dla S&P Utilities a rentownością obligacji skarbowych i korporacyjnych



Źródło: Bloomberg, opracowanie mBanku

W ramach sektora zdecydowanie lepiej od tradycyjnych zintegrowanych koncernów czy operatorów przesyłowych (ujemna stopa zwrotu YTD) wypadają w tym roku spółki z ekspozycją na segment OZE. Jest to przede wszystkim konsekwencja spadku kosztów finansowania (spółki w fazie ekspansji CAPEX), wprowadzenia projektu Green Deal w Europie (inwestycje w OZE jako remedium na kryzys gospodarczy) oraz rosnących szans wygranej Joe Bidena w wyborach prezydenckich w USA. Istotnym elementem jest także **napływ środków do funduszy klasy ESG**, o czym nieco szerzej w dalszej części raportu.

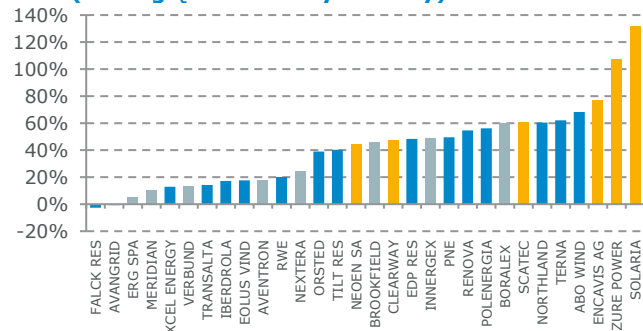
Performance spółek energetycznych wg podsegmentów



Źródło: Bloomberg, opracowanie mBanku

Zdecydowanym liderem wzrostów są spółki ekspozowane na fotowoltaikę, która ze względu na spadki kosztów technologii rozwija się obecnie najszybciej praktycznie na każdej szerokości geograficznej i w coraz mniejszym stopniu zależy od rządowego wsparcia. Projekty PV znalazły się także w centrum zainteresowania funduszy infrastrukturalnych, które dodatkowo rozgrzewają ten rynek.

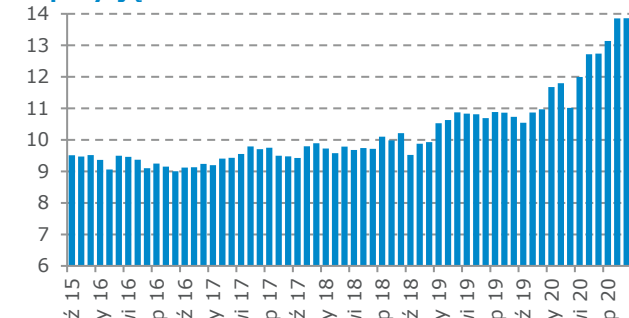
Całkowity zwrot w segmencie OZE od początku 2020 roku (z uwzględnieniem dywidendy)



*kolor żółty spółki z dominującą ekspozycją na PV, na niebiesko spółki „wiatrowe”
Źródło: Bloomberg

Wzrost notowań „zielonych” spółek energetycznych to przede wszystkim dyskutowanie dalszej poprawy otoczenia regulacyjnego i wzrostu wyników w dłuższym terminie. W efekcie **obserwujemy ekspansję mnożników wyceny**, co dobrze ilustruje poniższy wykres. Re-rating na dobre zaczął się w ubiegłym roku, ale proces wyraźnie przyspieszył w ostatnich miesiącach. Na 30 monitorowanych spółek tylko 4 na przestrzeni 5 lat nie zanotowały wzrostu wskaźnika EV/EBITDA 12M FWD, a **mediana tego przyrostu sięga 30%**.

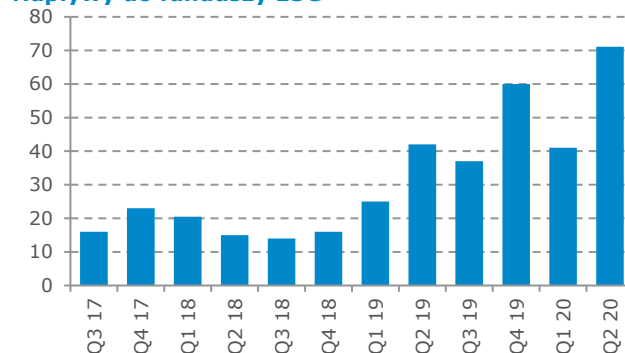
Wskaźnik EV/EBITDA 12M FWD dla spółek z wiodącą ekspozycją na OZE*



*30 wyselekcjonowanych spółek zarówno z Europy, jak i USA
Źródło: Bloomberg, opracowanie mBanku

Tak jak wspomnieliśmy wcześniej, istotnym katalizatorem wzrostu zainteresowania sektorem OZE są widoczne rosnące napływy do funduszy inwestycyjnych opierających politykę inwestycyjną o kryteria ESG. W 2Q'20 ta klasa funduszy, z wpłatami netto rządu 61 mld USD, odpowiadała za **1/3 wszystkich napływów** do funduszy inwestycyjnych w Europie. W ujęciu globalnym napływy sięgnęły 71 mld USD, a aktywa pod zarządzaniem wzrosły do 1,06 bln USD. Jeśli chodzi tylko o fundusze akcyjne, to **napływy do portfeli ESG w Europie w 2Q sięgnęły 35 mld USD**, ponad 63% więcej niż do tradycyjnych produktów. Te tendencje są wspierane nie tylko przez marketing, ale również przez **stopę zwrotu** osiąganą przez fundusze ESG na tle grupy porównawczej. Ostatnie decyzje regulacyjne stymulujące odejście od paliw kopalnych tylko pogłębiają różnice w zachowaniu akcji spółek respektujących kryteria ESG. Obecnie udział strategii ESG w sprzedaży jednostek uczestnictwa w Europie sięga na niektórych platformach nawet 50%, a według PwC do 2025 roku AuM w tego typu funduszach w Europie może przekroczyć 7 bln EUR (wzrost udziału w rynku z obecnych 15% do 57%).

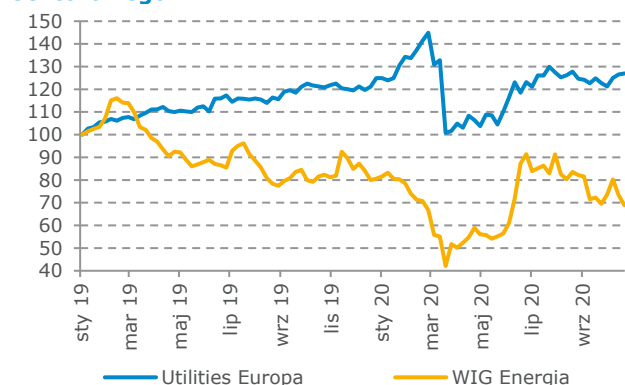
Napływy do funduszy ESG



Źródło: Morningstar, opracowanie mBanku

WIG-Energia podobnie jak w poprzednich latach **w ograniczonym stopniu koreluje z trendami europejskimi**, co oczywiście wynika ze składu indeksu i dotychczasowego profilu inwestycyjnego spółek kontrolowanych przez Skarb Państwa. Niemniej jednak symptomy zmiany podejścia polskich koncernów do megatrendów sektorowych i polityczne wsparcie dla pomysłu separacji aktywów węglowych dają szansę na odwrócenie negatywnych tendencji w notowaniach. **Zaufanie rynków będzie jednak naszym zdaniem odbudowywane stopniowo** i zmiany będą prawdopodobnie dyskutowane dopiero ex-post, po tym jak spółki zaczną realizować ambitne założenia „zielonych” strategii.

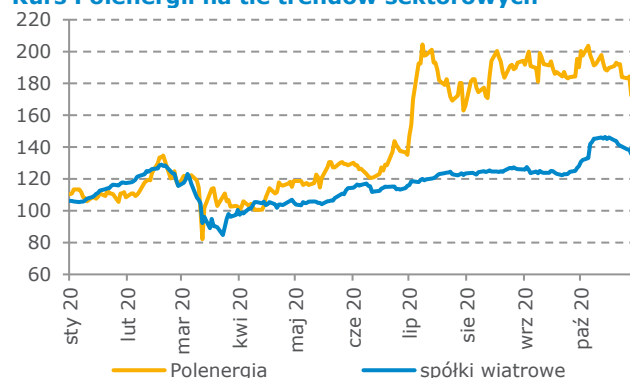
WIG Energia na tle europejskiego indeksu sektorowego



Źródło: Bloomberg, opracowanie mBanku

Polenergia ze swoim profilem biznesowym jak najbardziej **wpisuje się w obserwowane tendencje** w sektorze energetycznym, co znajduje odzwierciedlenie w wycenie spółki i konwergencji wskaźników. Nadal jednak w naszej opinii **jest przestrzeń do re-ratingu**, szczególnie że koncern dopiero rozpoczyna realizację inwestycji w nowe źródła OZE, które pojawią się w wynikach dopiero w perspektywie 2-3 lat.

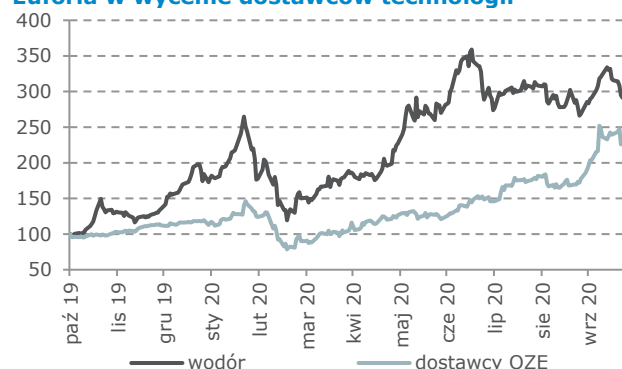
Kurs Polenergii na tle trendów sektorowych



Źródło: Bloomberg, opracowanie mBanku

Warto w tym miejscu też wspomnieć, że **rewolucja/hossa OZE** jest także, a może przede wszystkim, widoczna **w sektorze dostawców technologii**. To właśnie te spółki w pierwszej kolejności będą beneficjentami zielonych programów w UE czy w USA. W ciągu ostatniego roku indeks producentów komponentów dla farm wiatrowych i fotowoltaicznych wzrósł o ponad 200%. Jeszcze większa euforia po opublikowaniu strategii zielonego wodoru pojawiła się w przypadku spółek zajmujących się ogniwami paliwowymi i producentów elektrolizerów (+300%).

Euforia w wycenie dostawców technologii



Źródło: Bloomberg, opracowanie mBanku

Podsumowując, oczekujemy że **dotychczasowe trendy w sektorze zostaną utrzymane w kolejnych kwartałach** (jasny kierunek zmian regulacyjnych wspierający segment energii odnawialnej, napływy do funduszy ESG, zaostrzenie celów redukcji i wzrost cen CO₂), co będzie prowadzić do ekspansji mnożników wyceny „zielonych” spółek. Oczywiście przy tak wysokich waluacjach na pewno część kapitału będzie kanalizowana w ofertach publicznych (Ignitis) czy SPO (Scatec Solar), ale będzie to równoważone przez wzrost aktywności M&A (jak chociażby ostatnia transakcja Avangrid/PNM Resources czy Scatec/SN Power).

Wycena

Wartość spółki Polenergia szacujemy na podstawie modelu DCF i wyceny porównawczej. Cenę docelową akcji Polenergii szacujemy w perspektywie 9-mcy na poziomie 62,99 PLN.

(PLN)	waga	cena
Wycena porównawcza	50%	54,12
Wycena DCF	50%	64,38
cena wynikowa		59,25
cena docelowa za 9 m-cy		62,99

Wycena DCF

Założenia modelu DCF:

- Przepływy pieniężne dyskontujemy na koniec października 2020 roku. Przy ustalaniu wartości firmy uwzględniamy dług netto na koniec grudnia 2019 r. wraz z leasingami wg MSSF16 (58 mln PLN).
- W modelu uwzględniamy przedstawione poniżej założenia makroekonomiczne.
- W roku 2029 amortyzacja jest wyższa niż CAPEX, dlatego przy obliczaniu wartości rezydualnej, korygujemy wielkość amortyzacji do 200 mln PLN.
- Przy obliczaniu FCFTV do wartości rezydualnej przyjmujemy poziom sprzedaży oraz EBITDA z roku 2029, ale skorygowane o przychody z zielonych certyfikatów, które wygasną w 2030 roku.
- W wycenie uwzględniamy księgową wartość projektu offshore w kwocie 154 mln PLN.
- Po roku 2029 zakładamy wzrost FCF na poziomie 2,5%. Ponadto przyjmujemy stopę wolną od ryzyka na poziomie 3,5%, a współczynnik beta na poziomie 1,0.

Dodatkowe założenia

	2019	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P	2029P
Cena energii EEX EUR/MWh	48,1	40,4	44,0	46,3	47,3	48,3	49,4	50,5	51,7	52,9	54,2
Cena energii w Polsce w PLN/MWh	239,3	266,7	235,0	253,7	257,0	264,2	255,9	263,1	270,8	279,0	287,7
Cena certyfikatu CO ₂ EUR/t	25,2	24,7	30,0	32,0	34,1	36,3	38,7	41,3	44,0	46,9	50,0
Cena zielonego certyfikatu w PLN/MWh	131,6	140,0	148,6	157,7	167,3	177,6	188,5	200,0	200,0	200,0	200,0
Produkcja energii PGE (TWh)	1,5	1,5	1,5	1,8	2,1	2,2	2,4	2,6	2,7	2,9	3,1
gaz ziemny	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
wiatr na lądzie	0,7	0,7	0,7	1,0	1,2	1,3	1,5	1,6	1,7	1,9	2,0
fotowoltaika	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3
WRA w dystrybucji w mln PLN	92,0	96,4	117,0	127,2	135,9	143,4	149,6	154,6	158,3	160,8	161,9

Model DCF

(mln PLN)	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P	2029P	2029+
Przychody ze sprzedaży	1 689	1 843	2 044	2 151	2 286	2 281	2 407	2 503	2 633	2 729	2 729
zmiana	-34,9%	9,1%	10,9%	5,2%	6,3%	-0,2%	5,5%	4,0%	5,2%	3,6%	0,0%
EBITDA	276,2	291,0	319,4	362,4	424,4	437,3	491,1	509,8	560,6	571,8	522,4
marża EBITDA	16,4%	15,8%	15,6%	16,9%	18,6%	19,2%	20,4%	20,4%	21,3%	21,0%	19,1%
Amortyzacja	102,7	107,5	125,4	144,3	157,5	170,1	173,6	187,3	201,1	214,9	200,0
EBIT	173,5	183,5	194,0	218,1	266,9	267,3	317,5	322,5	359,5	356,8	322,4
marża EBIT	10,3%	10,0%	9,5%	10,1%	11,7%	11,7%	13,2%	12,9%	13,7%	13,1%	11,8%
Opodatkowanie EBIT	33,0	34,9	36,9	41,4	50,7	50,8	60,3	61,3	68,3	67,8	61,3
NOPLAT	140,5	148,6	157,1	176,7	216,2	216,5	257,1	261,2	291,2	289,0	261,2
CAPEX	-296	-474	-547	-459	-387	-404	-410	-410	-338	-200	-200
Kapitał obrotowy	24,3	-2,3	-3,0	-1,6	-2,0	0,1	-1,9	-1,4	-1,9	-1,4	-1,4
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	-28,9	-219,7	-267,1	-139,5	-15,5	-17,4	18,9	37,1	152,3	302,5	259,7
WACC	6,6%	5,9%	5,1%	4,7%	4,8%	4,9%	5,1%	5,3%	5,7%	6,3%	7,0%
współczynnik dyskonta	98,9%	93,5%	88,9%	84,9%	81,0%	77,2%	73,5%	69,9%	66,1%	62,2%	62,2%
PV FCF	-28,6	-205,4	-237,5	-118,5	-12,6	-13,4	13,9	25,9	100,7	188,1	

WACC	6,6%	5,9%	5,1%	4,7%	4,8%	4,9%	5,1%	5,3%	5,7%	6,3%	7,0%
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	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%
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	39,9%	54,3%	70,5%	77,4%	75,7%	74,6%	70,8%	66,9%	58,3%	45,5%	30,0%
Koszt kapitału własnego	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%
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	2,5%
Wartość rezydualna (TV)	5 717
Zdyskontowana wartość rezydualna (PV TV)	3 555
Zdyskontowana wartość FCF w okresie prognozy	-287
Wartość firmy (EV)	3 268
Dług netto 2019	495
Udziałowcy mniejszościowi	1
Aktywa offshore	154
Ostateczna wartość Polenergii	2 925
Liczba akcji (mln)	45
Wartość firmy na akcję (PLN)	64,4
9-miesięczny koszt kapitału własnego	8,5%
Cena docelowa (PLN)	68,4

EV/EBITDA('20) dla ceny docelowej	13,1
P/E('20) dla ceny docelowej	29,4
Udział TV w EV	109%

Analiza wrażliwości

	Wzrost FCF w nieskończoności				
	0,5%	1,5%	2,5%	3,5%	4,5%
WACC +1,0 p.p.	35,4	43,0	53,4	68,4	91,9
WACC +0,5 p.p.	38,9	47,8	60,2	78,7	109,4
WACC	43,0	53,4	68,4	91,9	133,8
WACC -0,5 p.p.	47,8	60,2	78,7	109,4	170,2
WACC -1,0 p.p.	53,4	68,4	91,9	133,8	230,1

Wycena porównawcza

Wycenę mnożnikową przeprowadziliśmy dla wskaźników P/E i EV/EBITDA w horyzoncie 2020-2022. Zestawiliśmy grupę porównawczą spółek dla poszczególnych segmentów

działalności Polenergii z wagą adekwatną do prognozowanego udziału tych linii biznesowych w strumieniu EBITDA 2020-22.

Analiza porównawcza

	Cena	P/E				EV/EBITDA			
		2019	2020P	2021P	2022P	2019	2020P	2021P	2022P
ENERGETYKA WIATROWA (81%)									
ABO WIND	28,40	21,4	18,0	12,5	11,6	9,6	10,0	7,6	7,2
AVANGRID	50,04	22,5	24,4	21,6	19,6	11,0	12,0	11,2	11,0
BORALEX	39,01	696,6	80,1	73,5	49,8	15,1	13,5	13,6	-
EDP RENOVAVEIS	15,92	31,6	29,4	34,0	31,5	11,1	12,0	12,1	11,6
EOLUS VIND	133,40	21,2	15,7	11,4	18,8	15,4	11,9	6,9	10,6
FALCK RENEWABLES	4,63	31,9	37,1	30,9	25,3	10,5	11,0	10,4	9,8
IBERDROLA	10,22	19,3	18,2	17,0	16,2	11,1	10,8	10,3	9,9
ORSTED	973,00	62,1	56,3	44,5	43,4	26,6	24,6	19,8	19,0
PNE	6,00	206,9	-	139,5	74,1	18,6	28,0	18,3	15,8
RWE	31,39	18,2	19,6	16,1	16,7	8,0	7,2	7,0	6,7
TERNA ENERGY	11,30	25,7	20,2	16,9	14,5	12,3	10,2	10,8	9,6
TILT RENEWABLES	3,85	139,6	32,1	-	259,2	13,7	8,7	21,9	15,3
TRANSALTA RENEWABLES	16,88	21,0	31,9	20,9	20,3	12,4	11,3	11,1	11,0
XCEL ENERGY	71,05	27,1	25,5	23,9	22,5	14,5	13,9	13,1	12,6
Mediana		26,4	25,5	21,6	21,4	12,3	11,6	11,1	11,0

ENERGETYKA SOLARNA (1%)									
AZURE POWER GLOBAL	27,49	-	-	-	710,6	19,9	17,8	17,0	13,7
CLEARWAY ENERGY	28,86	131,2	31,4	34,9	84,9	12,7	-	-	11,3
ENCAVIS	16,52	39,4	41,7	34,1	32,6	17,5	17,9	15,7	14,9
NEOEN	45,10	113,6	123,2	83,5	57,3	26,5	22,0	18,7	16,2
RENOVA	1696,00	-	44,3	135,9	93,5	-	-	23,1	20,7
SCATEC SOLAR	199,00	610,4	159,3	52,9	46,4	28,3	18,0	14,8	11,9
SOLARIA ENERGIA	16,43	144,1	108,8	63,0	32,7	67,3	50,1	31,5	19,4
Mediana		131,2	76,5	57,9	57,3	23,2	18,0	17,8	14,9

DYSTRYBUCJA I OBRÓT ENERGIĄ (11%)									
E.ON	8,89	13,7	14,6	12,7	10,1	11,0	9,3	8,8	8,5
ELIA GROUP	83,20	21,4	21,7	20,6	19,2	12,5	13,6	13,6	12,9
EVN	13,38	8,0	11,6	10,2	9,8	6,5	7,4	6,7	6,0
IREN	1,93	10,1	11,6	10,6	9,2	6,0	6,6	6,4	6,0
NATIONAL GRID	924,80	15,9	15,7	17,6	16,4	11,9	11,6	12,6	11,9
RED ELECTRICA	15,11	11,4	12,2	12,2	11,8	9,0	9,3	9,3	9,3
REDES ENERGETICAS	2,21	12,8	11,3	11,3	11,2	8,8	9,0	8,9	8,9
SSE	1250,00	18,6	15,2	15,8	14,9	12,1	12,3	12,7	11,8
TERNA	5,77	15,7	15,1	14,9	14,7	11,6	11,4	11,5	11,7
Mediana		13,7	14,6	12,7	11,8	11,0	9,3	9,3	9,3

ENERGETYKA KONWENCJONALNA (7%)									
CEZ	442,50	13,8	10,7	12,3	12,1	6,8	6,7	7,2	7,4
EDF	9,84	16,3	19,4	17,4	15,1	4,9	5,8	5,4	5,1
EDP	4,14	18,9	19,5	17,9	17,0	9,7	9,0	8,9	8,8
ENDESA	22,67	15,5	13,9	13,7	13,8	8,4	7,9	8,0	8,1
ENEL	6,94	14,7	13,8	12,9	12,2	7,5	7,5	7,2	7,0
ENGIE	10,27	10,0	14,3	9,9	9,0	5,7	6,0	5,2	5,1
FORTUM	16,02	9,4	10,9	11,3	12,2	11,7	8,0	7,2	7,3
Mediana		14,7	13,9	12,9	12,2	7,5	7,5	7,2	7,3

Mediana mix		24,9	23,8	20,2	19,9	11,9	11,1	10,7	10,5
Polenergia	42,60	17,8	18,3	17,9	18,4	8,8	9,0	9,5	9,6
(premia / dyskonto) do mediany		-28,7%	-23,2%	-11,4%	-7,9%	-25,9%	-18,7%	-11,5%	-8,6%

Implikowana wycena								
Mediana	24,9	23,8	20,2	19,9	11,9	11,1	10,7	10,5
Waga wskaźnika			50,0%				50,0%	
Waga roku	0,0%	33,3%	33,3%	33,3%	0,0%	33,3%	33,3%	33,3%
Implikowana wycena (PLN)	50,7							
Aktywa offshore (PLN)	3,4							
Implikowana wartość (PLN)	54,1							

Rachunek wyników

(mln PLN)	2017	2018	2019	2020P	2021P	2022P	2023P
Przychody ze sprzedaży	2 762,4	3 448,7	2 596,6	1 689,1	1 843,3	2 043,6	2 150,6
zmiana	-7,8%	24,8%	-24,7%	-34,9%	9,1%	10,9%	5,2%
EBITDA	84,2	179,3	261,9	276,2	291,0	319,4	362,4
EBITDA skorygowana, w tym	179,2	184,1	275,3	276,2	291,0	319,4	362,4
Onshore	81,1	90,7	174,9	228,9	230,5	281,1	319,7
Fotowoltaika	0,0	0,0	0,0	2,8	2,5	2,5	9,8
Gaz	72,7	109,9	80,7	18,8	38,3	14,3	8,2
Dystrybucja	16,4	14,5	15,1	16,0	18,1	19,7	22,1
Obrót	13,1	-16,0	14,8	22,2	14,6	15,2	16,3
Pozostałe	-4,1	-15,0	-10,1	-12,6	-13,0	-13,4	-13,7
EBIT	-12,9	83,8	160,4	173,5	183,5	194,0	218,1
zmiana	-	-	91,5%	8,1%	5,8%	5,7%	12,4%
marża EBIT	-0,5%	2,4%	6,2%	10,3%	10,0%	9,5%	10,1%
Wynik na działalności finansowej	-54,4	-55,1	-43,8	-42,9	-50,0	-63,7	-76,1
Wynik jednostek stowarzyszonych	0,0	12,0	20,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Zysk brutto	-67,3	40,7	136,9	130,6	133,5	130,2	142,0
Podatek dochodowy	20,4	37,3	27,8	24,8	25,4	24,7	27,0
Udziałowcy mniejszościowi	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Zysk netto	-87,7	3,4	109,0	105,8	108,1	105,5	115,0
zmiana	-	-	-	-3,0%	2,2%	-2,4%	9,1%
marża	-3,2%	0,1%	4,2%	6,3%	5,9%	5,2%	5,3%
Amortyzacja	97,1	95,5	101,5	102,7	107,5	125,4	144,3
EBITDA	84,2	179,3	261,9	276,2	291,0	319,4	362,4
zmiana	55,3%	113,1%	46,0%	5,5%	5,4%	9,8%	13,5%
marża EBITDA	3,0%	5,2%	10,1%	16,4%	15,8%	15,6%	16,9%
Liczba akcji na koniec roku (mln)	45,4	45,4	45,4	45,4	45,4	45,4	45,4
EPS	-1,9	0,1	2,4	2,3	2,4	2,3	2,5
CEPS	0,2	2,2	4,6	4,6	4,7	5,1	5,7
ROAE	-7,2%	0,3%	8,8%	7,9%	7,4%	6,8%	6,9%
ROAA	-3,1%	0,1%	3,9%	4,1%	3,8%	3,2%	3,2%

Bilans

(mIn PLN)	2017	2018	2019	2020P	2021P	2022P	2023P
AKTYWA	2 664,3	3 054,3	2 479,8	2 667,7	3 044,5	3 479,7	3 801,8
Majątek trwały	2 049,5	1 877,4	1 881,0	2 074,7	2 440,7	2 861,9	3 176,5
Rzeczowe aktywa trwałe	1 790,9	1 589,3	1 630,7	1 825,7	2 193,6	2 614,8	2 929,3
Wartości niematerialne i prawne	30,1	19,5	9,3	8,0	6,1	6,1	6,1
Udziały w innych podmiotach	184,6	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6
Pozostałe aktywa trwałe	43,9	199,1	171,4	171,4	171,4	171,4	171,4
Majątek obrotowy	614,8	1 176,9	598,7	593,0	603,8	617,8	625,3
Zapasy	26,2	35,0	38,3	40,5	44,2	49,0	51,6
Należności krótkoterminowe	123,1	116,0	85,7	77,7	84,8	94,0	98,9
Pozostałe aktywa obrotowe	167,6	714,0	129,0	129,0	129,0	129,0	129,0
Środki pieniężne i ich ekwiwalent	297,9	311,9	345,7	345,7	345,7	345,7	345,7
PASYWA	2 664,3	3 054,3	2 479,8	2 667,7	3 044,5	3 479,7	3 801,8
Kapitał własny	1 181,1	1 184,8	1 294,3	1 400,1	1 508,2	1 613,7	1 728,7
Kapitał akcyjny	90,9	90,9	90,9	90,9	90,9	90,9	90,9
Pozostałe kapitały własne	1 090,2	1 094,0	1 203,4	1 309,2	1 417,3	1 522,8	1 637,8
Kapitał mniejszości	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Zobowiązania długoterminowe	894,8	954,4	939,4	998,9	1 242,5	1 540,9	1 729,1
Pożyczki i kredyty	705,5	792,3	732,4	791,9	1 035,5	1 333,8	1 522,1
Pozostałe	189,3	162,1	207,0	207,0	207,0	207,0	207,0
Zobowiązania krótkoterminowe	587,4	914,2	245,1	267,7	292,8	324,2	343,0
Pożyczki i kredyty	298,0	113,1	50,0	54,1	70,7	91,1	103,9
Zobowiązania handlowe	129,6	129,4	74,3	92,9	101,4	112,4	118,3
Pozostałe	159,8	671,6	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7
Dług	1 003,5	905,4	840,9	904,5	1 164,7	1 483,4	1 684,5
Dług netto	705,6	593,5	495,2	558,8	819,0	1 137,7	1 338,8
(Dług netto / Kapitał własny)	59,7%	50,1%	38,3%	39,9%	54,3%	70,5%	77,4%
(Dług netto / EBITDA)	8,4	3,3	1,9	2,0	2,8	3,6	3,7
BVPS	26,0	26,1	28,5	30,8	33,2	35,5	38,0

Przepływy pieniężne

(mln PLN)	2017	2018	2019	2020P	2021P	2022P	2023P
Przepływy operacyjne	111,6	111,9	262,6	275,7	263,3	291,7	333,8
Zysk netto	-67,3	40,7	136,9	130,6	133,5	130,2	142,0
Amortyzacja	97,1	95,5	101,5	102,7	107,5	125,4	144,3
Kapitał obrotowy	-77,2	-57,4	2,8	24,3	-2,3	-3,0	-1,6
Pozostałe	159,0	33,0	21,6	18,0	24,7	39,0	49,1
Przepływy inwestycyjne	-24,8	56,1	-56,9	-296,4	-473,5	-546,6	-458,9
CAPEX	-32,2	-28,7	-86,6	-296,4	-473,5	-546,6	-458,9
Pozostałe	7,4	84,8	29,7	0,0	0,0	0,0	0,0
Przepływy finansowe	-169,8	-153,8	-171,9	20,7	210,2	254,9	125,1
Emisja akcji	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dług	-114,2	-106,9	-126,0	63,6	260,2	318,7	201,1
Dywidenda (buy-back)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pozostałe	-55,6	-47,0	-45,9	-42,9	-50,0	-63,7	-76,1
Zmiana stanu środków pieniężnych	-83,0	14,0	33,8	0,0	0,0	0,0	0,0
Środki pieniężne na koniec okresu	297,9	311,9	345,7	345,7	345,7	345,7	345,7
DPS (PLN)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
FCF	-45,7	55,9	150,2	-20,7	-210,2	-254,9	-125,1
(CAPEX / Przychody ze sprzedaży)	1,2%	0,8%	3,3%	17,5%	25,7%	26,7%	21,3%

Wskaźniki rynkowe

	2017	2018	2019	2020P	2021P	2022P	2023P
P/E	-	568,7	17,8	18,3	17,9	18,4	16,8
P/CE	207,0	19,6	9,2	9,3	9,0	8,4	7,5
P/BV	1,6	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1
P/S	0,7	0,6	0,7	1,1	1,1	0,9	0,9
FCF/EV	-1,7%	2,2%	6,2%	-0,8%	-7,6%	-8,3%	-3,8%
EV/EBITDA	31,4	14,1	9,3	9,0	9,5	9,6	9,0
EV/EBIT	-	30,2	15,2	14,4	15,0	15,9	15,0
EV/S	1,0	0,7	0,9	1,5	1,5	1,5	1,5
DYield	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Cena (PLN)	42,6	42,6	42,6	42,6	42,6	42,6	42,6
Liczba akcji na koniec roku (mln)	45,4	45,4	45,4	45,4	45,4	45,4	45,4
MC (mln PLN)	1 935,9	1 935,9	1 935,9	1 935,9	1 935,9	1 935,9	1 935,9
Kapitał udziałowców mniej. (mln PLN)	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
EV (mln PLN)	2 642,4	2 530,3	2 432,0	2 495,6	2 755,8	3 074,5	3 275,7

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

NIEDOWAŻENIE (UW, underweight) – oczekujemy, że kurs akcji będzie zachowywał się gorzej od indeksu szerokiego rynku

Rekomendacja Biura 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 mBanku.

mBank S.A. w ramach Giełdowego Programu Wsparcia Pokrycia Analitycznego (<https://www.gpw.pl/gpwpa>) tworzy materiały analityczne dla spółek: Cognor Holding, Comarch, Sygnty, 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 Biuro maklerskie mBanku uważa za wiarygodne, w tym informacji publikowanych przez emitentów, których akcje są przedmiotem rekomendacji. Biuro maklerskie mBanku nie gwarantuje jednakże dokładności ani kompletności opracowania, w szczególności w przypadku, gdyby informacje na których oparto się przy sporządzaniu opracowania okazały się niedokładne, niekompletne, lub nie w pełni odzwierciedlały stan faktyczny. Do opracowania wybrano istotne dane z całej historii Spółki będącej przedmiotem opracowania.

Niniejsze opracowanie nie stanowi oferty lub zaproszenia do subskrypcji lub zakupu instrumentów finansowych. Niniejszy dokument ani żaden z jego zapisów nie będzie stanowić podstawy do zawarcia umowy lub powstania zobowiązania. Niniejsze opracowanie jest przedstawione wyłącznie w celach informacyjnych i nie może być kopiowane lub przekazywane osobom trzecim. 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, Sygnty, 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 emitenta przed jego publikacją.

Sporządzanie rekomendacji zakończyło się 30 października 2020 o godzinie 08:27.

Pierwsze udostępnienie rekomendacji do dystrybucji miało miejsce 30 października 2020 o godzinie 08:27.

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

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

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

Adresatami rekomendacji są wszyscy klienci Biura 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 Biurze 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 uznarowy 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 Biura 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 metodologiczną 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.

mBank S.A. nie wydał w ciągu ostatnich 12 miesięcy rekomendacji dotyczącej spółki Polenergia.

mBank S.A.

Senatorska 18
00-950 Warszawa
<http://www.mbank.pl/>

Departament Analiz

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

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

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

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

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

Piotr Poniatowski
+48 22 438 24 09
piotr.poniatowski@mbank.pl
przemysł

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

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

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

Departament Sprzedaży Instytucjonalnej

Maklerzy

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

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

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

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

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

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

Sprzedaż rynki zagraniczne

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

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