

RAPORT BRANŻOWY

12 listopada 2020

WYTWARZANIE, PRZESYŁANIE, DYSTRYBUCJA I HANDEL ENERGIĄ ELEKTRYCZNĄ (PKD 35.1)

W skrócie

- Raport obejmuje cztery segmenty sektora elektroenergetyki (PKD 35.1): wytwarzanie energii elektrycznej (PKD 35.11), przesyłanie (PKD 35.12), dystrybucję (PKD 35.13) oraz handel energią elektryczną (PKD 35.14). Przedstawia w sposób przekrojowy funkcjonowanie sektora.
- Według danych GUS na koniec 2019 r. w sektorze działało 116 podmiotów zatrudniających powyżej 9 pracowników. Spośród nich 49 było aktywnych w segmencie wytwarzania energii elektrycznej, 26 – w obszarze przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej (7 z nich ma ogólnopolski zasięg), a 41 – w obszarze handlu energią elektryczną.
- **Większość segmentów rynku elektroenergetycznego charakteryzuje się wysoką koncentracją działalności.** Cztery największe grupy elektroenergetyczne (PGE, Tauron, Energa/PKN Orlen oraz ENEA) wytwarzają blisko 70% energii elektrycznej. Są to podmioty zintegrowane pionowo, posiadające zarówno konwencjonalne (w tym kogeneracyjne), jak i odnawialne (farmy wiatrowe oraz elektrownie wodne) aktywa wytwarzania energii elektrycznej. Grupy zajmują się dystrybucją energii elektrycznej. Są też właścicielami podmiotów wydobywających węgiel lub mają udziały w Polskiej Grupie Górniczej.
- **Na konkurencyjność całego sektora elektroenergetyki w Polsce wpływa paliwowo-technologiczny miks mocy wytwórczych. Krajowa energetyka zawodowa opiera się głównie na węglu** (ok. 68% dla węgla kamiennego i brunatnego łącznie), kolejnym paliwem jest gaz ziemny (ok. 6%).
- W krótkim okresie sytuację w sektorze determinować będzie wpływ na gospodarkę pandemii COVID-19 i związanych z nią obostrzeń administracyjnych.
- W krótkim i średnim terminie istotną kwestią jest rozwój sytuacji w górnictwie, przede wszystkim przebieg jego restrukturyzacji. Działania obecnie podejmowane przez rząd dotyczą PGG. Wyzwaniem pozostaje sytuacja w spółkach wydobywczych należących do grup energetycznych.
- **W średnim i długim okresie podstawowym uwarunkowaniem dla działalności sektora będzie unijna polityka energetyczno-klimatyczna, której jednym z filarów jest wzrost udziału energii elektrycznej produkowanej ze źródeł odnawialnych oraz zmniejszenie emisji CO₂.** Ramy regulacyjne obniżają konkurencyjność krajowych jednostek wytwórczych bazujących na węglu, co prowadzi i będzie prowadzić do zamykania jednostek o wysokiej emisyjności.

Uwarunkowania regulacyjne determinujące transformację energetyczną oznaczają konieczność poniesienia znaczących inwestycji przez grupy energetyczne. Łączne koszty transformacji miksu paliwowo-technologicznego wytwarzania energii elektrycznej oraz ograniczenia emisyjności pozostałych sektorów gospodarczych szacowane są na ok. 200 mld zł w perspektywie do 2030 r.

Departament Rynków
Finansowych i Analiz
bosbank.analizy@bosbank.pl

Łukasz Tarnawa
Główny Ekonomista
+48 696 405 159
lukasz.tarnawa@bosbank.pl

Tomasz Tyc
Ekonomista
+48 515 111 805
tomasz.tyc@bosbank.pl

SYTUACJA BIEŻĄCA

Polityka klimatyczna UE – strategiczne ramy działania sektora

- Na poziomie unijnym ramy działania sektora elektroenergetycznego do 2020 r. wyznaczył pakiet klimatyczno-energetyczny z 2008 r. Jego trzy najważniejsze cele to: – ograniczenie emisji gazów cieplarnianych GHG (dla uproszczenia w dalszej części raportu stosujemy zamiennie CO₂) o 20% względem poziomów z 1990 r. (dla całej UE), – wzrost, do co najmniej 20%, udziału energii ze źródeł odnawialnych (OZE) w całkowitym zużyciu energii w UE; – zwiększenie efektywności energetycznej o 20% względem poziomów z 1990 r. (dla całej UE).

- W 2014 r. przyjęto ramy wspólnotowej polityki klimatyczno-energetycznej do 2030 r. Najważniejsze, obecnie obowiązujące, cele na 2030 r. to: – ograniczenie poziomu emisji CO₂ o co najmniej 40% (względem poziomów z 1990 r.); – wzrost, do co najmniej 32%, udziału energii ze źródeł odnawialnych; – zwiększenie, o co najmniej 32,5%, efektywności energetycznej. Ich uzupełnieniem jest tzw. **Pakiet zimowy z 2018 r.** (oficjalna nazwa: „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”), który m.in. ograniczył wsparcie dla wysoce emisyjnych producentów energii.

- W grudniu 2019 r. Rada Europejska poparła **Europejski Zielony Ład – strategię, której celem jest osiągnięcie przez UE neutralności klimatycznej do 2050 r.** (tj. osiągnięcie zerowego poziomu netto emisji gazów cieplarnianych) oraz „oddzielenie” wzrostu gospodarczego od zużycia zasobów („GDP decoupling”). **Mimo pandemii COVID-19 ambitne cele klimatyczne, wskazane w Europejskim Zielonym Ładzie, zostały podtrzymane podczas lipcowej Rady Europejskiej. 16 września, szefowa Komisji Europejskiej Ursula von der Leyen przedstawiła nowy cel redukcji emisji CO₂ na 2030 rok na poziomie co najmniej 55% (względem poziomów z 1990 r.).** Komisja Europejska zapowiedziała, że do czerwca 2021 r. przedstawi propozycje szeregu zmian w prawie UE, które będą służyć realizacji nowego (wyższego) celu. Dodatkowo zmiany mają objąć m.in. unijny system handlu uprawnieniami do emisji (np. znacznie szersze wykorzystanie tzw. Mechanizmu Rezerwy Systemowej), efektywność energetyczną budynków, OZE oraz normy CO₂ dla samochodów.

Wybrane cele „zielonej transformacji” – stan obecny

	2020	2025	2030
Udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto			
Polska – ogółem	15,0%*	18,4%*	21-23%* (25%**)
Polska – elektroenergetyka	22,1%*	24,8%*	31,8%*
UE	20,0%	–	32,0%
Ograniczenie emisji CO ₂ – sektory objęte EU ETS (względem 2005 r.)			
UE	(–) 21,0%	–	(–) 43,0%
Ograniczenie emisji CO ₂ – sektory non-ETS (względem 2005 r.)			
Polska	(+) 14,0%	–	(–) 7,0%
UE	(–) 10,0%	–	(–) 30,0%

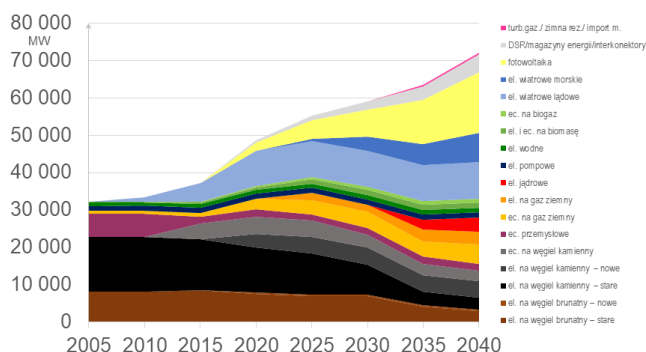
(+) – dopuszczony wzrost danego miernika, (–) – ograniczenie danego miernika.

Źródło: dokumenty unijne, * – KPEiK 2030, ** – niewiążące zalecenie KE do KPEiK z czerwca 2020 r.

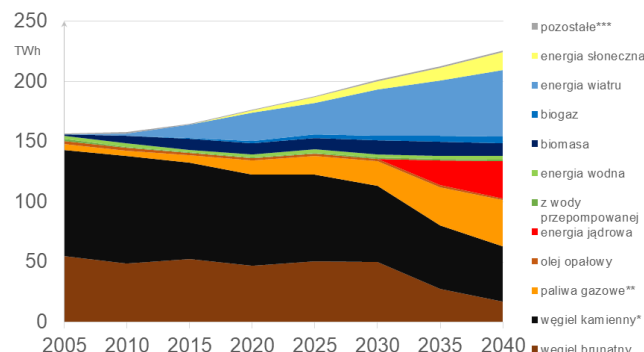
Cele nie uwzględniają propozycji Komisji UE z 16.09.2020 r. dot. weryfikacji celów klimatycznych UE.

- Istotnym elementem unijnej polityki klimatyczno-energetycznej jest EU ETS – unijny system pułapów i handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (głównie CO₂). Do 2009 r. były nim objęte tylko przedsiębiorstwa sektora elektroenergetycznego, następnie dodane zostały energochłonne sektory przemysłu i lotnictwo. Od III fazy systemu EU ETS (I. 2012–2020) cele redukcji realizowane są na poziomie całej Wspólnoty (a nie na szczeblu krajowym).
- Zgodnie z obecnym stanem prawnym, emisja CO₂ z sektorów objętych EU ETS ma być obniżona na poziomie całej UE o 21% do końca 2020 r. oraz o 43% do końca 2030 r. (w obu wypadkach względem 2005 r.).
- Na początku działania systemu EU ETS, prawa do emisji CO₂ (EUA) były alokowane bezpłatnie. Od 2012 r. ograniczono bezpłatną alokację EUA i wprowadzono system aukcyjnych zakupów uprawnień dla podmiotów objętych systemem. **Co do zasady podmioty wytwarzające energię elektryczną nie mogą już uzyskiwać bezpłatnych EUA**, natomiast podmioty wytwarzające ciepło mogą dalej je pozyskać (2013/448/UE). **Dyrektywa wprowadzająca system ETS (2003/87/WE) umożliwiła jednak 8 państwom o „brudnym” miksie technologiczno-paliwowym, bezpłatne udostępnianie EUA przedsiębiorstwom elektroenergetycznym z puli przyznanej krajowi.** Są one przyznawane w zamian za inwestycje np. w zmniejszenie emisyjności, które w Polsce są zdefiniowane w Krajowym Planie Inwestycyjnym – KPI. **Te systemy wsparcia będą funkcjonować w dotychczasowym kształcie jedynie do końca 2020 r.** Od 2021 r. tylko ciepłownictwo będzie mogło dalej pozyskiwać bezpłatne prawa do emisji.
- Poza systemem EU ETS i non-ETS (dotyczących mechanizmów zmniejszania emisji), UE wspiera także rozwój zdolności wytwórczych w technologiach OZE. Mechanizm wsparcia przyjmuje postać systemu certyfikatów (Tradable Renewable Energy Certificates – TREC). W Polsce mechanizm wprowadzono w 2005 r. System nakłada na przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną obowiązek posiadania minimalnego portfela energii ze źródeł odnawialnych (Renewable Portfolio Standard – RPS). W 2020 r. ten minimalny udział wynosi 20%.
- Od strony finansowania unijnego wsparcie transformacji sektora elektroenergetyki w państwach UE zapewnią: – Fundusz Modernizacji (skierowany do 10 państw UE, w tym Polski), zasilany przez sprzedaż 2% praw do emisji EUA dla okresu 2021–30 (co oznacza ok. 14 mld EUR wg dzisiejszych cen EUA); – Fundusz Innowacji (następca programu NER 300, z którego mogą korzystać wszystkie państwa UE), zasilony przez sprzedaż 1,2% praw do emisji dla okresu 2021–30 (co oznacza ok. 10 mld EUR wg dzisiejszych cen EUA); – Fundusz Sprawiedliwej Transformacji (17,5 mld EUR – nowy mechanizm, który ma kompleksowo wspierać państwa członkowskie prowadzące działania związane z transformacją energetyczną, skierowany do ogółu państw UE) zasilony także z polityki spójności oraz środków pozyskanych z EBI. Wsparcie z Funduszu Modernizacji oraz Funduszu Sprawiedliwej Transformacji będzie mogło być przeznaczone na: OZE, rozwój sieci przesyłowych i dystrybucyjnych (w tym interkonektorów), efektywność energetyczną, a także – transformację tzw. regionów węglowych. Wsparcie z Funduszu Innowacji będzie przeznaczone na działania demonstracyjne w obszarze technologii niskoemisyjnych. Na razie znana jest tylko kwota wsparcia dla Polski w ramach Funduszu Sprawiedliwej Transformacji (ok. 3,5 mld EUR) oraz z Funduszu Modernizacji (do ok. 4,8 mld EUR).

Prognoza struktury mocy zainstalowanej netto wg technologii do 2040 r.



Prognoza struktury produkcji energii elektrycznej wg technologii do 2040 r.



Źródło: Polityka Energetyczna Polski do 2040, Załącznik nr 1, s. 20-23 (projekt z 2019 r., w. 2.1)

- Unijne regulacje nakładają na państwa członkowskie obowiązek przygotowania dwóch dokumentów odnośnie energii i klimatu: długoterminowej strategii oraz National Energy and Climate Plan (NECP), który ma charakter wdrożeniowy (z perspektywą do 2030 r.), z działaniami dla sektora ETS i non-ETS.
- Polska dotychczas nie przyjęła długoterminowego dokumentu strategicznego, wskazującego drogę dotarcia do celów unijnych zdefiniowanych na 2050 r.
- We wrześniu 2020 r. Ministerstwo Klimatu zaprezentowało podstawowe informacje nt. „Polityki energetycznej Polski do 2040 r.” [PEP 2040](#) (po konsultacjach wewnątrz-ministerialnych). Projekt określa podstawowe cele polityki energetycznej, w tym: - zwiększenie do 23% udziału OZE w miksie paliwowo-technologicznym do 2030 r., w tym w elektroenergetyce do 32% netto, - ograniczenie udziału węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej do poziomu 56%, - redukcję do 2030 r. emisji GHG o 30% (w stosunku do 1990 r.), - wdrożenie energetyki jądrowej do 2033 r. Ich realizacja, poprzez transformację krajowego miks paliwowo-energetycznego, stanowi krajową odpowiedź na cele UE do 2050 r.
- Polska w grudniu 2019 r. przekazała Komisji Europejskiej NECP, tj. Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030 ([KPEiK 2030](#)). Wskazuje on działania niezbędne aby osiągnąć cele unijne do 2030 r. zdefiniowane w ramach pięciu filarów tzw. Unii energetycznej (COM/2015/080), a także wypełnia zobowiązanie wynikające z tzw. pakietu zimowego (COM/2018/1999). KPEiK zakłada, iż udział OZE w produkcji energii elektrycznej wzrośnie do 2030 r. - do 21-23% w miksie paliwowo-technologicznym, w tym w sektorze elektroenergetyki do 31,8%. Dokument zakłada silne przyrosty mocy zwłaszcza w dwóch obszarach - energetyce wiatrowej (przede wszystkim typu off-shore) oraz fotowoltaice. W niewiążącym prawnie zaleceniu do przyjętego KPEiK 2030 (C(2019)4421 z 18 czerwca 2019 r., Komisja Europejska zawnioskowała aby Polska założyła ambitniejszy (25%) docelowy udział energii produkowanej z OZE.

Sektor wytwarzania energii elektrycznej (PKD 35.11)

- Na komponent wytwórczy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) składają się: elektrownie systemowe (elektrownie zawodowe), elektrownie

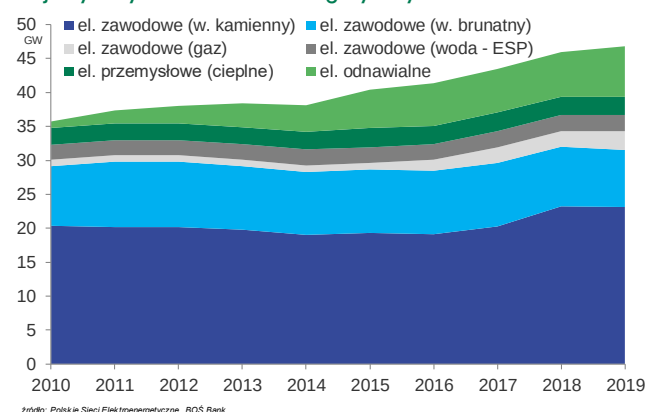
przemysłowe, elektrociepłownie oraz energetyka rozproszona i odnawialna. **Elektrownie systemowe (elektrownie zawodowe)** to podmioty wytwarzające energię elektryczną w zróżnicowanym miksie technologiczno-paliwowym. Wytworzona energia jest w całości sprzedawana (samodzielnie lub poprzez pośredników). **Elektrownie przemysłowe** to jednostki stanowiące zazwyczaj część grup przemysłowych. Wytwarzają energię elektryczną (a także np. parę wodną lub inną formę ciepła) na rzecz zakładu przemysłowego, a jej nadwyżki sprzedają samodzielnie lub poprzez pośredników. **Elektrociepłownie** wytwarzają ciepło oraz energię elektryczną w procesie kogeneracji. Ciepło jest dostarczane do miejskiej sieci ciepłowniczej (lub rzadziej do zakładu przemysłowego). Energia elektryczna jest w całości sprzedawana (samodzielnie lub poprzez pośredników). Natomiast **energetyka rozproszona i odnawialna** to zarówno duże jednostki wytwórcze (np. farmy typu off-shore lub hydroelektrownie w technologii szczytowo-pompowej – magazyny energii), jak również niewielkie rozproszone instalacje prosumenckie (najczęściej fotowoltaiczne).

- **Za ponad 86% całości produkcji energii elektrycznej w Polsce odpowiada tzw. energetyka zawodowa (ok. 134,2 TWh w 2019 r.).** Elektrownie systemowe zasilane są zarówno z paliw kopalnych – węgla oraz gazu ziemnego, jak również – odnawialnych. **Pozostałe 14% krajowej produkcji energii elektrycznej przypada na elektrownie przemysłowe (ok. 10,1 TWh) oraz rozproszone źródła energii, w tym odnawialne źródła energii (ok. 13,4 TWh).** W l. 2015–19 wielkość produkcji energii przez elektrownie przemysłowe pozostawała na stabilnym poziomie (z udziałem 6,1 – 6,4%). Z kolei produkcja OZE (z „zieloną” energetyką zawodową) wzrosła o blisko 39%, w efekcie udział ten wzrósł z 7,7% w 2015 r. do blisko 10,6% w 2019 r.

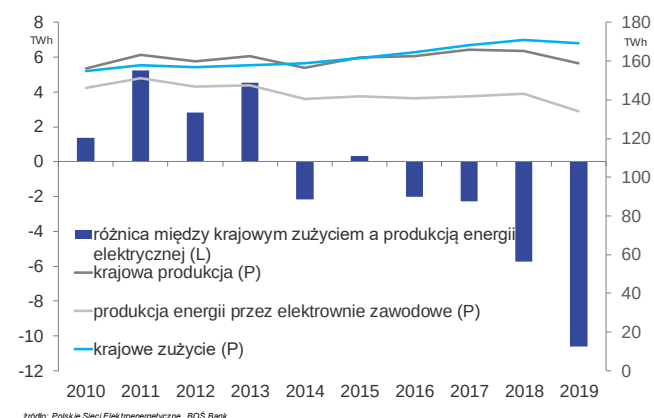
- **Od 2010 r. krajowa konsumpcja energii elektrycznej rośnie. Między 2010 a 2019 r. wzrost krajowego zużycia energii elektrycznej wyniósł 9,3% (tj. o ok. 14,4 TWh), ale dla okresu 2015 – 19 przyrost wyniósł już tylko 2,9% (tj. ok. 7,9 TWh).** W 2019 r. odnotowano niewielki spadek zużycia energii elektrycznej w Polsce.

- **Dotychczasowy szczyt wielkości krajowej produkcji energii elektrycznej został osiągnięty w 2017 r. (ok. 165,9 TWh).** W l. 2018–19 miał miejsce powolny spadek wielkości produkcji (efekt wyłączenia niektórych jednostek wytwórczych niespełniających unijnych norm emisji). **W efekcie wysokiej konsumpcji energii elektrycznej, niepokrywanej przez krajową produkcję, wzrósł jej import.** Polska importowała energię w 2014 r. oraz w l. 2016–19. Zwiększenie skali importu nastąpiło po 2017 r., m.in. dzięki rozwojowi połączeń transgranicznych.

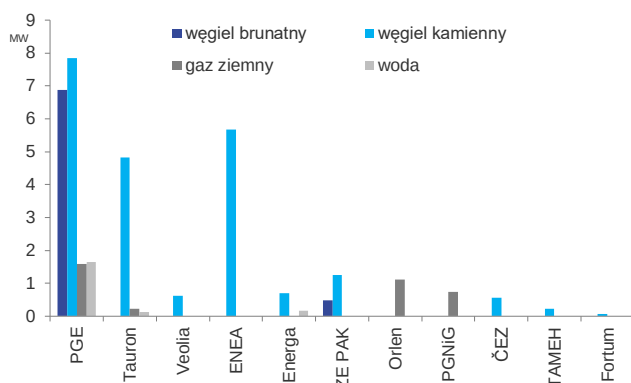
Struktura mocy wytwórczej zainstalowanej (wg paliw) w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym



Krajowa produkcja i konsumpcja energii elektrycznej

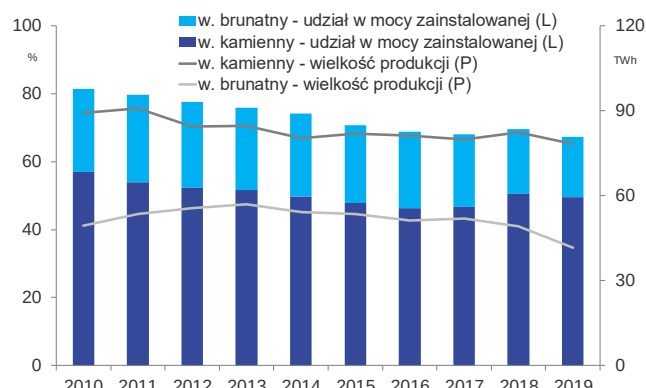


Moc zainstalowana na koniec 2019 r. (elektrownie systemowe i elektrociepłownie)



źródło: Polskie Sieci Elektroenergetyczne, raporty spółek, BOŚ Bank

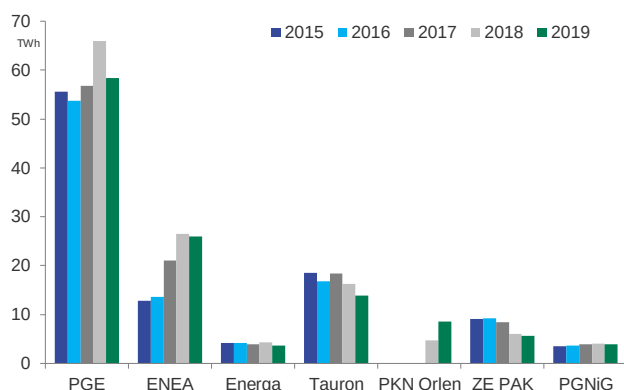
Węgiel jako paliwo w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym



źródło: Polskie Sieci Elektroenergetyczne, BOŚ Bank

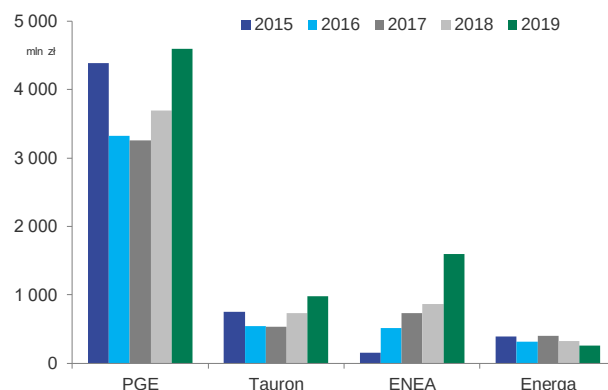
- W I. 2015–19 wielkość zainstalowanej mocy wytwórczej (tj. moc urządzeń, umożliwiających pracę zgodnie ze specyfikacją producenta – zob. słownik) zasilanej paliwami kopalnymi utrzymywała się na względnie stałym poziomie. Średnia moc wytwórcza zainstalowana w I. 2015–19 wyniosła ok. 34,4 GW.
- Dla wszystkich dużych podmiotów wytwarzających energię elektryczną w Polsce węgiel jest głównym surowcem energetycznym.** W 2019 r. węgiel kamienny zasiliał blisko 49,5% mocy wytwórczych zainstalowanych w systemie, natomiast węgiel brunatny – blisko 18% zainstalowanej mocy.
- W przypadku obu tych paliw widoczny jest stopniowy trend spadkowy ich udziału. Wynika on z inwestycji grup w transformację miks paliwowo-technologicznego (m.in. w OZE) oraz pojawienia się podmiotów na rynku, korzystających z paliw gazowych (np. PGNiG Termika oraz PKN Orlen). Choć warto odnotować rosnące moce wytwórcze w technologii OZE.
- Wytwarzanie energii elektrycznej w Polsce jest zdominowane przez cztery grupy (PGE, Tauron, Energa/PKN Orlen, ENEA), które odpowiadają za ponad 70% rynku.** Poza nimi działa kilka mniejszych podmiotów (m.in. ZE PAK, PGNiG Termika czy Veolia).
- Większość podmiotów energetyki zawodowej posiada własne podmioty wydobywcze** (węgiel kamienny – Tauron, ENEA lub węgiel brunatny – PGE, Energa, ZE PAK). Własne aktywa wydobywcze nie zaspokajają jednak w pełni popytu na paliwa kopalne. Spółki uzupełniają go źródłami krajowymi oraz importem.

Produkcja energii netto



źródło: raporty spółek, BOŚ Bank

EBITDA w obszarze produkcji energii elektrycznej głównych producentów energii elektrycznej



źródło: raporty spółek, BOŚ Bank

• **Działalność wytwórcza w obszarze energii elektrycznej jest dochodowa (dodatnia EBITDA) dla czterech największych spółek energetycznych w Polsce.**

Skala zróżnicowania osiąganego wyniku to efekt m.in. prowadzonych przez poszczególne grupy przejęć oraz skali obciążania przez działalność własnych spółek wydobywczych lub odpisów wartości aktywów wytwórczych.

• **Głównym źródłem przychodów podmiotów wytwórczych jest sprzedaż energii elektrycznej pośrednikom lub spółkom obrotu energią elektryczną (w ramach grup energetycznych), a także na potrzeby technologiczne spółek przesyłu i dystrybucji.** Do pozostałych źródeł przychodów można zaliczyć m.in. przychody ze sprzedaży świadectw pochodzenia czy rekompensaty za Kontrakty Długoterminowe (KDT).

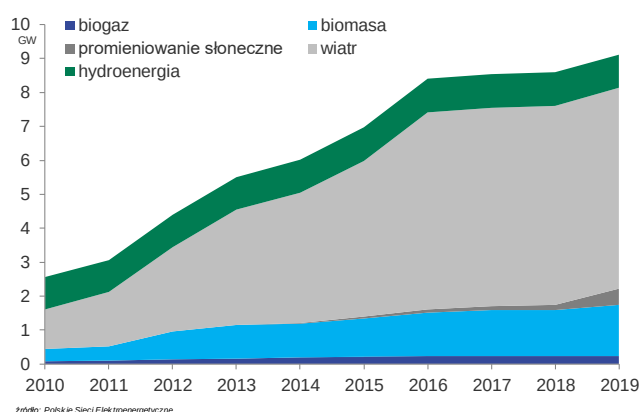
• Od stycznia 2019 r. wszystkie przedsiębiorstwa zaliczane do sektora energetyki zawodowej są zobligowane do sprzedaży całości swojej produkcji na Towarowej Giełdzie Energii (TGE). Obligo giełdowe ma za zadanie ułatwić wyznaczenie ceny wytworzenia energii elektrycznej w sposób uwzględniający ogół kosztów pośrednich i bezpośrednich.

• **Po stronie kosztów krajowych przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną należy wyróżnić cztery podstawowe kategorie: amortyzację, nośniki energetyczne, zakup praw do emisji CO₂ (EUA) oraz koszty osobowe.**

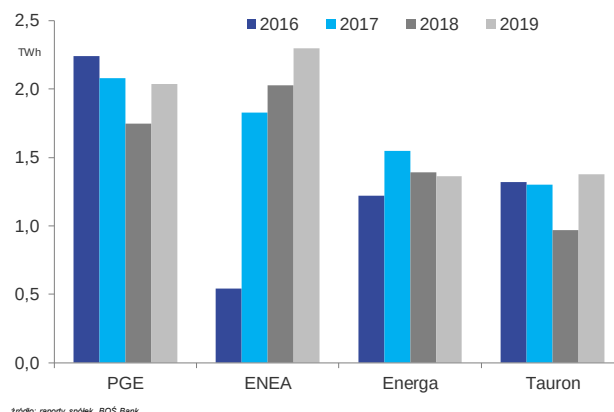
• W ciągu ostatnich dwóch lat, największy udział w kosztach przypada na amortyzację. Tylko w 2019 r. jej udział w ogólnych kosztach grup energetycznych wzrósł blisko 3-6 krotnie. Przy względnie stabilnym poziomie inwestycji (CAPEX), w I. 2017-19 za wzrost amortyzacji odpowiadają odpisy związane z posiadanymi aktywami wytwórczymi bazującymi na węglu (kamiennym i brunatnym), jak również udziały w spółkach wydobywczych (lub w Polskiej Grupie Górniczej). Przyczyną utraty wartości dla ww. aktywów są: - polityka klimatyczna UE; - spadek konkurencyjności energetyki konwencjonalnej względem OZE; - wzrost kosztów kapitału dla projektów w obszarze energetyki konwencjonalnej.

• Na przykład w 2019 r. PGE raportowała, w segmencie „energetyka konwencjonalna”, iż **amortyzacja odpowiadała za 47% kosztów, koszty nośników za ok. 14,4%** (po wyeliminowaniu amortyzacji za blisko 28%), **koszty praw do emisji za ok. 14,1%** (blisko 27%), a **koszty osobowe za ok. 13,4%** (ok. 25%). Między 2018 r. a 2019 r. wartość odpisów amortyzacyjnych wzrosła o 8,2 mld zł (tj. prawie 4,5-krotnie), a udział z nieco ponad 16% do wspomnianych 47%.

Moc zainstalowana wg. poszczególnych odnawialnych źródeł energii w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym



Produkcja energii z OZE przez główne grupy elektroenergetyczne



- **W ciągu ostatnich 2-3 lat ww. cztery grupy energetyczne rozpoczęły inwestycje w zdolności wytwórcze w obszarze odnawialnych źródeł energii.** Na koniec 2019 r. udział produkcji energii z OZE w całkowitej produkcji poszczególnych grup energetycznych wynosił od ok. 3,5% (PGE), ok. 9-10% (ENEA, Tauron), aż do ponad 37% (Energia). **Większość projektów prowadzonych przez grupy energetyczne w obszarze OZE dotyczyło farm wiatrowych, biomasy oraz hydroenergetyki.**

Odpisy dot. aktywów producentów energii

- W ciągu ostatnich lat zintegrowane grupy energetyczne (PGE, Tauron, Energia, ENEA), a także niektóre inne spółki z sektora elektroenergetyki, rozpoczęły wykazywanie znacznych odpisów księgowych. Odpisy te, mimo swojego księgowego (niepieniężnego) charakteru, w zauważalny sposób wpływają na wynik netto grup energetycznych. Od momentu prezentacji bardziej ambitnej polityki energetyczno-klimatycznej UE skala ujawnianych odpisów wzrasta.
- Co do zasady, grupy energetyczne dokonują „nadzwyczajnych” odpisów w związku z wystąpieniem: **- trwale niskiej lub ujemnej rentowności posiadanych aktywów wydobywczych węgla kamiennego i brunatnego** (PGE, Tauron, ZE PAK), **- ujemnej rentowności posiadanych udziałów w PGG** (PGNiG, Węgłokoks, PGE, Energia, ENEA), **- ograniczenia rentowności jednostek wytwórczych zasilanych węglem kamiennym i brunatnym** (PGNiG, Tauron, Energia, ENEA, ZE PAK).
- Ponadto w dalszym ciągu możliwe są „tradycyjne” odpisy (lub ich odwrócenie) związane z rynkowymi (zwłaszcza technicznymi) przesłankami aktualizacji wartości posiadanych aktywów wytwórczych (konwencjonalnych lub OZE), czy z konieczności przedwczesnego zakończenia projektu. Przykładem tego ostatniego działania są odpisy i rezerwy zawiązanie przez PGNiG (PGNiG Termika) oraz Tauron (Tauron Wytwarzanie) z tytułu opóźnień w projekcie EC Stalowa Wola (projekt uruchomiono w 2020 r. z blisko 5-letnim opóźnieniem).
- **Na wynikach finansowych grup energetycznych ciąży także udział w restrukturyzacji krajowego sektora wydobywania węgla kamiennego.** Krajowe spółki energetyczne (PGE, Energia, ENEA) są współudziałowcami Polskiej Grupy Górniczej (pozostali udziałowcy to m.in. PGNiG, Węgłokoks, TF Silesia oraz PFR). Pomimo prowadzonego od 2016 r. procesu restrukturyzacji, PGG w dalszym ciągu nie osiągnęła zakładanych parametrów finansowych. Podmiot ten potrzebuje dalszego wsparcia ze strony swoich akcjonariuszy i obligatariuszy. Szacunki wskazują, iż w l. 2016-19 jej akcjonariusze przekazali PGG ok. 4,3 mld zł w formie udziałów, obligacji lub też nierynkowych warunków dostarczania węgla.
- **Źródłem odpisów w obszarze aktywów wydobywczych** (zarówno własnych poszczególnych grup energetycznych, jak również posiadanych przez nie udziałów w PGG), **jest niska rentowność większości zakładów górniczych.** Po pierwsze, krajowe kopalnie węgla kamiennego operują w trudnych warunkach geologicznych, co podwyższa koszty wydobywania (m.in. koszty zabezpieczeń, koszty transportu urobku). To z kolei ogranicza produktywność pracowników dołowych. Po drugie, w naturalny sposób następuje ograniczenie zbytu wydobytego surowca na rynku krajowym, co wynika zarówno z jego niskiej konkurencyjności cenowej (przy określonych parametrach jakościowych), rosnącego do końca 2018 r. importu surowca w innych krajów (m.in. Rosja, RPA), jak i stopniowego wyłączenia jednostek wytwórczych zasilanych węglem kamiennym lub ich konwersji na gaz ziemny. Po trzecie, koszty osobowe spółek

górnictwa należących do Skarbu Państwa (Węglukoks, PGG) oraz grup energetycznych notowanych na GPW (Tauron, PGE) są wyższe niż w przypadku podmiotów prywatnych (Siltech, PG Silesia, Eko-Plus).

- Dane dotyczące całego sektora wskazują, iż jeszcze w 2017 r. krajowe spółki wydobywcze (PGG, Tauron, Węglukoks, LW Bogdanka, JSW, ZG Siltech, PG Silesia, Eko-Plus, SRK) wykazały wynik finansowy netto w wysokości ok. 2,8 mld zł (co było związane z oddłużeniem PGG). Jednak już w 2018 r. wynik obniżył się do ok. 0,9 mld zł, a w 2019 wyniósł -2,9 mld zł, (zbliżona skala strat notowana była w l. 2014-15). Wśród grup energetycznych jedynie ENEA posiada trwale rentowny segment wydobywczy (LW Bogdanka – kopalnia węgla kamiennego, spółka jest notowana na GPW). Trudna sytuacja występuje także w kopalniach węgla brunatnego należących do PGE (KWB Bogdanka, KWB Turów).

- Źródłem odpisów wartości aktywów wytwórczych bazujących na węglu kamiennym i brunatnym jest przede wszystkim polityka energetyczno-klimatyczna UE.** W szczególności jej komponent kosztotwórczy (cena praw do emisji CO₂ – EUA), który wyraźnie obniża długoterminową rentowność konwencjonalnych jednostek wytwórczych. Ponadto prawodawstwo unijne ogranicza możliwość pozyskania wsparcia publicznego na jednostki wytwórcze niespełniające normy emisji 550 gCO₂/kWh (m.in. poprzez wdrażany od 2021 r. w Polsce mechanizm rynku mocy). Ta norma dotyczy większości „starych” jednostek zasilanych węglem kamiennym i ogół jednostek zasilanych węglem brunatnym. Niektóre spółki uzasadniają odpisy w obszarze wytwarzania obniżeniem marży w jednostkach zasilanych biomasą. W 2020 r. podmioty wskazują także na negatywny wpływ pandemii na aktywność gospodarczą i zapotrzebowanie na energię elektryczną.

- W 2019 r. spółki energetyczne dokonały odpisów z tytułu utraty wartości w posiadanych aktywach wydobywczych (lub udziałach w PGG) oraz jednostkach wytwórczych o wartości łącznej ok. 12 mld zł.** W podziale na poszczególne spółki było: 7,5 mld zł – PGE, ok. 1,5 mld zł – Tauron (ok. 0,9 – segment wytwarzanie, reszta – segment wydobywanie), ok. 1 mld zł – Energa (ok. 0,7 mld zł – segment wytwarzanie, reszta – udziały w PGG), ok. 0,7 mld zł – ENEA (ok. 0,6 mld zł – segment wytwarzanie, reszta – udziały w PGG), ok. 0,5 mld zł – JSW (segment wydobywanie oraz udziały w PGG) oraz ok. 0,4 mld zł – PGNiG (udziały w PGG).

- Na bazie sprawozdań finansowych przedsiębiorstw za I poł. 2020 r. można stwierdzić, iż odpisy są kontynuowane w obu podstawowych segmentach, tj. wydobywaniu oraz wytwarzaniu ze źródeł konwencjonalnych. Ich szacunkowa wartość wynosi ok. 6 mld zł.** W rozbięciu na poszczególne spółki było to: ok. 1,1 mld zł – Energa, ok. 1 mld zł – PGE, ok. 0,9 mld zł – ENEA, ok. 0,9 mld zł – PGNiG, ok. 0,8 mld zł – Tauron, ok. 0,5 mld zł – JSW.

- Realizowane odpisy przyczyniają się do obniżenia EBITDA** (na poziomie poszczególnych grup energetycznych, jak i jednostek dominujących), **a także wyników netto.** Jednak nie wpływają one negatywnie na przepływy pieniężne generowane przez poszczególne podmioty.

Trendy na rynkach węgla kamiennego

- Poziom cen surowców energetycznych wpływa na poziom kosztów przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną. Równocześnie cena

surowca stanowi podstawę wyniku ze sprzedaży przedsiębiorstw wydobywczych, determinując ich rentowność.

- **Wpływ zmian cen surowca na poziom kosztów jednostek wytwórczych dotyczy przede wszystkim węgla kamiennego, który może być dostarczany przez podmioty działające w Polsce** (także jednostki wydobywcze w ramach grup energetycznych, PGG lub jedna z trzech prywatnych kopalni), jak również – importowany (z takich kierunków jak m.in. Rosja, RPA). **Węgiel brunatny, co do zasady, jest wytwarzany i dostarczany lokalnie** (tj. w ramach długoterminowych kontraktów wiążących kopalnię z jednostką wytwórczą), **pozostaje zatem pod ograniczonym wpływem zmian na globalnych rynkach.**

- **W ramach zintegrowanych grup energetycznych (posiadających własne aktywa wytwórcze i wydobywcze) może dochodzić do równoważenia się pozytywnych i negatywnych efektów zmian cen surowca.** Skala tego „nettowania” jest powiązana także z ceną zakupu i sprzedaży energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa wytwarzania i obrotu działające w ramach ww. grup.

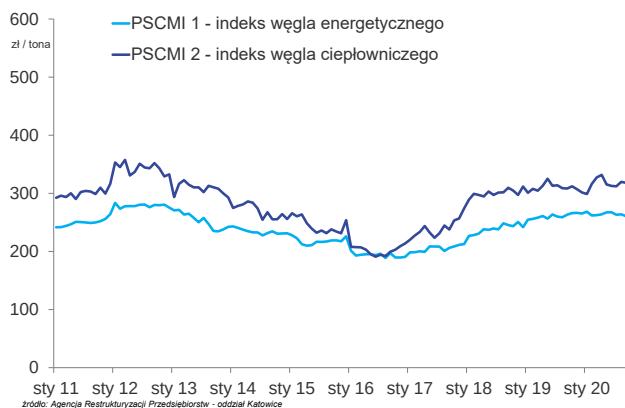
- **Cena węgla kamiennego** (Europa – ARA, Australia – Newcastle) **na globalnym rynku rosła od początku 2016 r. do końca 2018 r.** Trend wzrostowy został przerwany przez dwie fale silnych spadków (w I kw. 2017 i 2018 r.). Ostatecznie maksimum kwotowań osiągnięto w III kw. 2018 r, a w kolejnych kwartałach następował spadek cen. W przypadku Europy czynnikami obniżającymi cenę surowca były: – rosnące ceny uprawień do emisji EUA (trend wzrostowy do początku pandemii w marcu 2020 r.), – wzrost produkcji energii elektrycznej z OZE, – relatywnie słabsze tempo rozwoju gospodarcze w okresie IV kw. 2019 – I kw. 2020 r. Na globalne ceny surowca wpływały także m.in. – mniejszego zapotrzebowania na nośniki energetyczne w krajach azjatyckich, – zmiany konkurencyjności poszczególnych elementów miksu wytwórczego w krajach rozwiniętych oraz rozwijających się (konkurencja ze strony gazu ziemnego). Dekarbonizacyjna polityka UE, a także wybranych krajów rozwiniętych i rozwijających się wskazuje, iż cena węgla może znajdować się w długoterminowym trendzie spadkowym.

- W III kw. 2020 r. notowane jest odreagowanie w górę cen węgla na rynkach międzynarodowych, co należy wiązać z ponownym otwieraniem się gospodarek dotkniętych przez pandemię. Niemniej trudno prognozować na ile ten trend się utrzyma w obliczu ryzyka powiązanego z rozwojem pandemii.

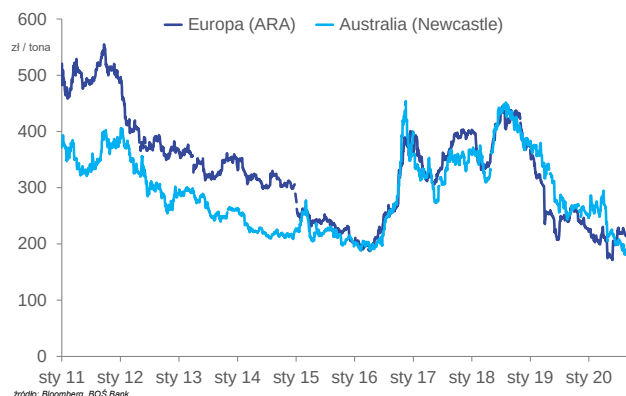
- **Co do zasady, zmiana cen węgla na świecie będzie w coraz większym stopniu przekładać się na ceny na rynku krajowym.** Wpływ ten nie przyjmuje jednak natychmiastowego charakteru z uwagi na długoterminowe powiązania kontraktowe między spółkami wydobywczymi oraz ich odbiorcami w sektorze energetyki zawodowej. Zmiany cen na rynku spot (głównie ARA) uwidaczniają się z blisko rocznym opóźnieniem w kwotowaniach na krajowym rynku. Odpowiada to mniej więcej kolejnym turom negocjacji cenowych prowadzonych między producentami a spółkami wydobywczymi.

- Podobnie jak w przypadku kontraktów ARA i Newcastle, od II poł. 2016 r. cena krajowego węgla energetycznego (indeks węgla PSCMI 1) wykazywała tendencję wzrostową (osiągając na koniec 2019 r. poziom blisko 270 zł/tonę). Natomiast krajowy węgiel ciepłowniczy (indeks węgla PSCMI 2) charakteryzuje się stabilizacją cen wokół 300 zł/tonę (ostatnie 2–3 lata).

Polski Indeks Rynku Węgla



Cena węgla kamiennego na wybranych rynkach zagranicznych



- W II kw. 2020 r. ceny węgla na rynku krajowym wyraźnie spadły. Pandemia w połączeniu z relatywnie ciepłą zimą i wiosną wyraźnie ograniczyła potrzeby energetyczne zarówno w Polsce, jak i globalnie. Skala zmienności cen na krajowym rynku jest niższa niż globalnie. Wynika to z działań podejmowanych przez grupy energetyczne oraz instytucje państwowe. Przykładowe działania to m.in. skup interwencyjny węgla kamiennego wykonany przez Agencję Restrukturyzacji Przemysłu (ARP). Relatywna stabilizacja cen węgla na rynku krajowym wspiera podmioty wydobywcze, zwłaszcza PGG, które znajdują się w trudnej sytuacji finansowej.

Prawa do emisji CO₂ a koszty sektora produkcji

- Ważnym źródłem kosztów dla przedsiębiorstw sektora energetyki zawodowej są prawa do emisji CO₂, tzw. unijne uprawnienia do emisji – EUA. Do końca 2020 r. sektor elektroenergetyki może pozyskiwać bezpłatne EUA z tytułu realizacji projektów inwestycyjnych wpisanych do tzw. Krajowego Programu Inwestycji. Ta derogacja została wprowadzona dla 8 państw członkowskich UE (charakteryzujących się „brudnym” miksem paliwowo-technologicznym oraz o PKB per capita poniżej 60% średniej UE w 2013 r.) na podstawie art. 10c dyrektywy 2003/87/WE w sprawie handlu emisjami. Od 2021 r. wytwórcy energii nie będą już pozyskiwać bezpłatnych EUA (choć nie oznacza to braku innych mechanizmów wsparcia dla tego sektora – np. Funduszu Modernizacji lub Funduszu Innowacji, które są finansowane ze sprzedaży praw do emisji CO₂).

- EUA pozyskiwane bezpłatnie zapewniają obecnie niewielką część pokrycia potrzeb emisyjnych podmiotów z sektora energetyki (w szczególności elektroenergetyki).** Przykładowo w 2019 r. cała GK PGE wyemitowała ok. 60,6 mln ton CO₂ (w 2018 r. było to ok. 70,2 mln ton CO₂), natomiast z ww. instrumentów pozyskała bezpłatnie ok. 11,2 mln EUA (1 EUA to w uproszczeniu ekwiwalent emisji 1 tony CO₂). Grupa musiała zatem pozyskać na rynku wtórnym blisko 5/6 swojego zapotrzebowania. W 2019 r. koszt pozyskania tych praw na TGE oraz w ramach transakcji pozagiełdowych wyniósł ok. 3,4 mld zł (w 2018 r. było to ok. 1,8 mld zł). **Udział kosztu pozyskania EUA na rynku wtórnym wyniósł w 2019 r. 10,5% ogółu kosztów GK PGE wobec ok. 7,3% w 2018 r. W przypadku pozostałych grup elektroenergetycznych notowanych na GPW bezpłatne EUA zaspokajały: ok. 1/20 całości zapotrzebowania Tauronu, ok. 1/10 ENEA i ok. ¼ Energi.**

- Wsparcie (w postaci darmowych uprawnień) w poszczególnych latach było zróżnicowane z uwagi na specyfikę rozliczania projektów inwestycyjnych (zdefiniowanych w KPI).

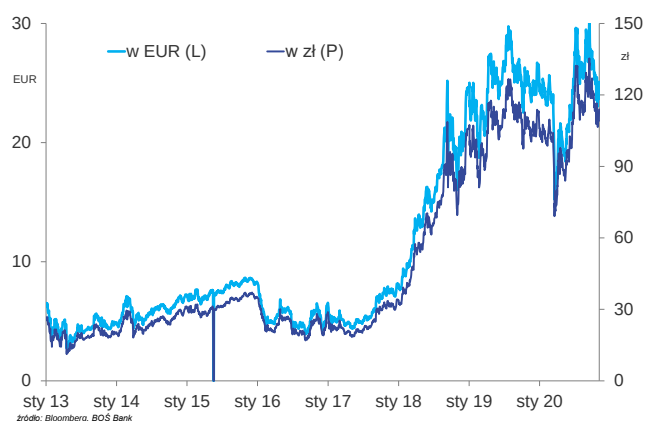
- **Co do zasady – grupy energetyczne muszą pozyskać na rynku wtórnym od 4/5 do 5/6 swojego zapotrzebowania na EUA. W kolejnych latach – będą zmuszone pozyskiwać odpłatnie 100% swojego zapotrzebowania na emisję CO₂.**

- Proces wzrostu cen praw do emisji CO₂ (EUA) rozpoczął się na początku 2018 r. W grudniu 2017 r. średnio-miesięczna cena emisji nie przekraczała poziomu ok. 7,9 EUR/tona (tj. ok. 31,9 zł/t) aby na koniec 2019 r. dotrzeć w okolice 24,9 EUR/t (tj. ok. 106,1 zł/t). **Wzrost był spowodowany przez działania Komisji Europejskiej, która wycofała z rynku części praw do emisji i przeniosiła je do tzw. rezerwy systemowej** (ograniczając ich podaż na rynku). Podwyższenie cen EUA miało wywrzeć presję na europejskie spółki energetyczne, bazujące na surowcach kopalnych i prowadzić do przyspieszenia transformacji ich obecnego mixu paliwowo-technologicznego w kierunku mniej emisyjnych źródeł.

- Od początku roku zmiany cen EUA są silnie skorelowane z oczekiwaniami co do przyszłej aktywności gospodarczej w kontekście rozwoju pandemii COVID-19. W trakcie I kw. 2020 r. cena praw do emisji silnie spadła, co wynikało przede wszystkim z ograniczenia aktywności gospodarczej w następstwie pandemii oraz niepewność co do perspektyw gospodarczych. Dodatkowym źródłem wspierającym spadki cen EUA była także początkowo niepewność odnośnie dalszego kształtu unijnej polityki energetyczno-klimatycznej w kontekście pandemii.

- W II i III kw. br. ceny EUA powróciły do wcześniejszych poziomów, znacznie przewyższając barierę 21 EUR/t. W II połowie 2020 r. (w lipcu i w sierpniu) odnotowano nawet kwotowania EUA w okolicy 29,5 EUR, tj. poziomu bardzo bliskiego dotychczasowego maksimum – 29,8 EUR/EUA (z lipca 2019 r.). Odbicie to wynikało z odmrażania globalnej gospodarki i oczekiwań na szybkie odrodzenie aktywności gospodarczej. Jednak pod koniec III kw. i z początkiem IV kw. ceny EUA ponownie wyraźnie spadły wraz z pogorszeniem perspektyw gospodarczych w związku z drugą falą pandemii i obostrzeniami administracyjnymi, które poskutkowały obniżeniem prognoz rozwoju aktywności gospodarczej na przełomie 2020 i 2021 r.

Cena praw do emisji CO₂ (EUA)



Cena „zielonych” certyfikatów (PMOZE)



Zielone certyfikaty – jeden z mechanizmów wsparcia OZE

- **Tzw. zielone certyfikaty (PMOZE) są jednym z trzech mechanizmów wsparcia sektora produkcji energii elektrycznej z OZE w Polsce.** Jest to system, w którym mogą uczestniczyć tylko jednostki wytwórcze wybudowane i uruchomione przed 2015 r. Dla pozostałych przewidziano trzy rozwiązania: – tzw. system aukcyjny; – system taryf gwarantowanych (feed-in-tariff); – system dopłat do ceny rynkowej (feed-in premium).

- Zielony certyfikat (prawo majątkowe) to instrument notowany na Towarowej Giełdzie Energii (TGE). Powstaje on w drodze konwersji tzw. świadectwa pochodzenia przez Urząd Regulacji Energetyki (URE) na prawo majątkowe, będące przedmiotem obrotu giełdowego. Natomiast samo świadectwo (lub inaczej – tzw. gwarancja pochodzenia energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych) jest przynależne wytwórcy OZE spełniającemu wymogi formalne i techniczne (zob. Ustawa o OZE art. 70–72). Certyfikaty reprezentują wartość nominalną 1 MWh produkcji energii elektrycznej z OZE. Jest to dodatkowe źródło przychodu dla podmiotów wytwarzających energię elektryczną z OZE (poza samą ceną sprzedaży energii elektrycznej).

- **Szereg podmiotów jest zobowiązanych do wykazania posiadania odpowiedniej liczby zielonych certyfikatów, które podlegają umorzeniu przez Prezesa URE** (zob. Ustawa o OZE art. 51 ust. 1–2). Podmiotami zobowiązanymi są: – przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną (na rzecz odbiorców końcowych innych niż odbiorcy przemysłowi); – przedsiębiorstwa przemysłowe (odbiorcy o zużyciu co najmniej 100 GWh), – duzi odbiorcy końcowi (będący członkami TGE), – przedsiębiorstwa wytwarzające energię elektryczną, które samodzielnie sprzedają energię elektryczną (na rzecz odbiorców końcowych innych niż odbiorcy przemysłowi).

- **Ustawa o OZE (art. 59 ust. 1) nakłada na ww. podmioty obowiązek udokumentowania co najmniej 19,35% udziału energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych** (w ramach tzw. procesu umarzania). Legislacja wprowadza także derogację odnośnie kształtowania tego poziomu poprzez rozporządzenie. Faktyczny poziom kształtował się poniżej tego progu (17,5% w 2018 r. i 18,5% w 2019 r.). Jednak już na I. 2020–21 poziom ten zostanie podniesiony do poziomu 19,5% (tj. powyżej minimum ustawowego). Tym samym mechanizm wymusza na przedsiębiorstwach obrotu (gdyż w ramach zintegrowanych grup energetycznych przedsiębiorstwa wytwórcze rzadko sprzedają samodzielnie energię elektryczną do odbiorców końcowych) udokumentowanie zakontraktowania odpowiedniej ilości energii elektrycznej pochodzącej z OZE.

- **System jest zatem źródłem przychodów dla podmiotów wytwórczych, ale źródłem kosztów dla przedsiębiorstw obrotu. W ramach zintegrowanych grup energetycznych może zatem dochodzić do przynajmniej częściowego kompensowania ruchów cenowych tego instrumentu.**

Rynek mocy jako mechanizm wsparcia sektora wytwarzania energii elektrycznej

- **Rynek mocy – albo inaczej mechanizm wsparcia zdolności wytwórczych – został wprowadzony w Polsce ustawą z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy.** Krajowe

rozwiązanie zostało zaakceptowane przez Komisję Europejską w lutym 2018 r. W mechanizmie uczestniczą: PSE (jako jego organizator), URE (jako podmiot nadzorujący), dostawcy energii oraz Zarządca Rozliczeń (podmiot zapewniający rozliczenie finansowe poprawnie zrealizowanego kontraktu).

- **Podstawowym celem mechanizmu rynku mocy jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych** (gospodarstw domowych, odbiorców publicznych, przedsiębiorstw). Szacunki PSE oraz dotychczasowe doświadczenia (np. sytuacja na rynku energii w I. 2016–19, gdy konieczne było sięgnięcie po import energii elektrycznej), wskazują iż prawdopodobieństwo braku zbilansowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) z wykorzystaniem jedynie krajowych mocy wytwórczych jest wysokie w średnim terminie. Wynika to m.in. z wyłączenia jednostek wytwórczych (niespełniających norm emisyjności 550 gCO₂/kWh) czy niestabilności produkcji energii elektrycznej z OZE (przy obecnym braku zdolności do jej magazynowania).

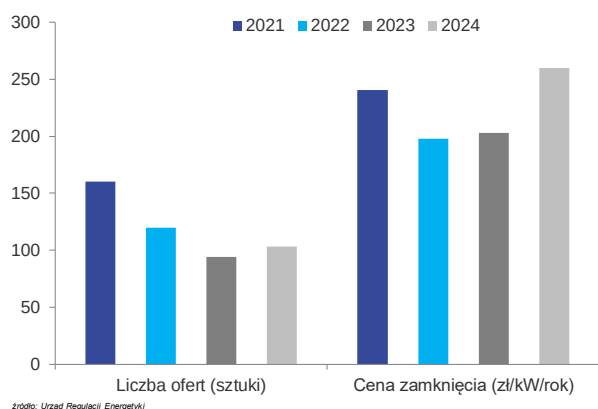
- **Drugim celem jest wsparcie modernizacji konwencjonalnej energetyki opartej na surowcach kopalnych.** Dostępność środków finansowych w dłuższym terminie powinna stymulować działania inwestycyjne na rzecz obniżenia emisyjności dotychczasowych jednostek wytwórczych (poprzez np. zmianę paliwa z węgla na gaz ziemny). Będzie to oddziaływało stabilizująco na rynek, zapewniając dostarczenie mocy w momentach ograniczonej jej produkcji z OZE.

- **Rynek mocy to mechanizm kontraktowania przez PSE (za pomocą systemu aukcji) przyszłych „mocy wytwórczych”, które zapewnią pokrycie części przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną.**

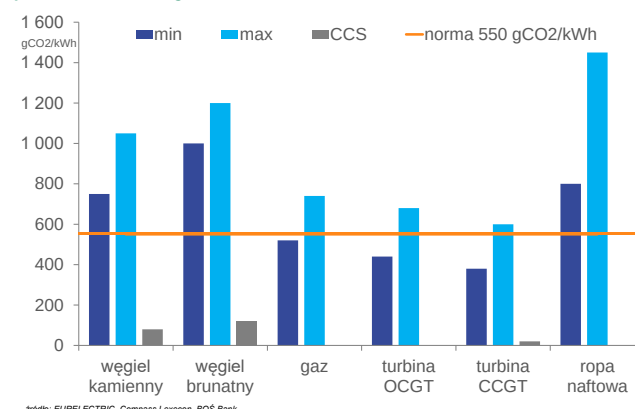
- Kontraktacja zakłada, iż „moce wytwórcze” oferowane w ramach danej aukcji, przyjmą jedną z trzech postaci przyszłego wymagalnego zobowiązania. **Po pierwsze, jest to zobowiązanie producenta energii elektrycznej do dostarczenia wolumenu energii elektrycznej** z już istniejącej jednostki wytwórczej (w tym modernizowanej) lub która zostanie wybudowana. Zobowiązanie dotyczy dostarczenia energii w godzinach jej najwyższego zapotrzebowania (tj. między 7 a 22 w dni robocze). **Po drugie, „moc wytwórcza” może być dostarczona poprzez zobowiązanie do czasowej redukcji zapotrzebowania** (tzw. usługa DSR) na energię elektryczną przez odbiorców przemysłowych i biznesowych (w zamian za rekompensatę finansową), jeśli wystąpi deficyt mocy. Ograniczenie poboru ma zapewnić obsługę odbiorców detalicznych oraz instytucji ochrony zdrowia. **Po trzecie, podmioty magazynujące energię elektryczną mogą otrzymać wsparcie finansowe w ramach tego mechanizmu.**

- Kontraktacja mocy może dotyczyć jednego roku (tzw. aukcja główna) lub jednego wybranego kwartału (tzw. aukcja dodatkowa). System dopuszcza także kontraktację wieloletniej „przyszłej” mocy, tj. takiej która będzie dostarczana przez kilka następujących po sobie lat. nie zostanie dostarczona w roku, w którym została przeprowadzona aukcja, lecz w kolejnym okresie. Co do zasady aukcje przeprowadzane są z 5-cio letnim wyprzedzeniem względem roku, w którym ma nastąpić dostawa mocy (z wyjątkiem dostaw na I. 2021–23, gdy aukcje zorganizowano w 2018 r.). Aukcje dodatkowe przeprowadzane są w roku poprzedzającym rok, w którym nastąpi dostawa mocy.

Wyniki aukcji rynku mocy na lata 2021-2024



Emisja CO₂ przy produkcji energii elektrycznej wg wybranych paliw i technologii



• Wynagrodzenia za dostawę mocy może być wypłacane: do 15 lat w przypadku nowych źródeł mocy spełniających wymóg emisji poniżej 550 gCO₂/kWh; do 5 lat w przypadku modernizacji źródeł mocy o wyjściowej emisyjności powyżej 550 gCO₂/kWh oraz wybranych podmiotów redukujących zapotrzebowanie lub do 1 roku w przypadku źródeł mocy o emisyjności powyżej 550 gCO₂/kWh.

• Oznacza to, że „konwencjonalne” jednostki węglowe mogą ubiegać się o pomoc jedynie do 1 roku (por. wykres).

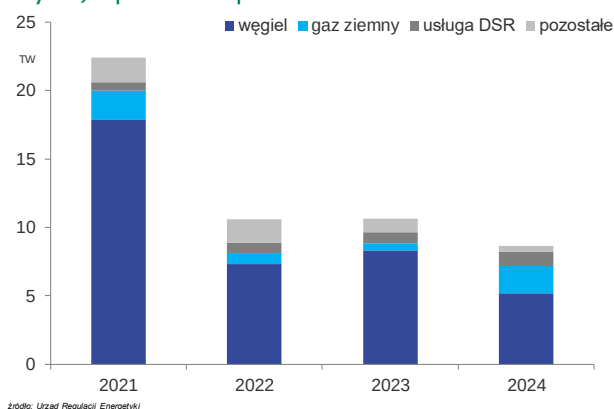
• Co do zasady, normę emisyjności (poniżej 550 gCO₂/kWh) spełniają w przypadku krajowych jednostek wytwórczych tylko nowe elektrownie bazujące na gazie. Dotyczy to zwłaszcza jednostek wytwórczych wykorzystujących bloki parowo-gazowe z turbiną gazową (CCGT). CCGT jest podstawowym wyborem technicznym w Polsce dla modernizowanych lub nowobudowanych elektrociepłowni (np. EC Płock – PKN Orlen, EC Stalowa Wola – Tauron / PGNiG). Normę 550 gCO₂ mogą także spełnić jednostki wytwórcze zasilane węglem (kamiennym lub brunatnym), które zostaną wyposażone w technologię wychwytywania i przechowywania CO₂ (Carbon Storage and Capture – CCS). Póki co budowa takich jednostek w Polsce pozostaje w sferze planów.

• Uczestnictwo w rynku mocy wymaga certyfikacji posiadanych mocy wytwórczych, procesu inwestycyjnego (bądź zobowiązań inwestycyjnych – odnośnie nowych mocy wytwórczych lub też magazynowych) lub zdolności ograniczenia zużycia energii elektrycznej.

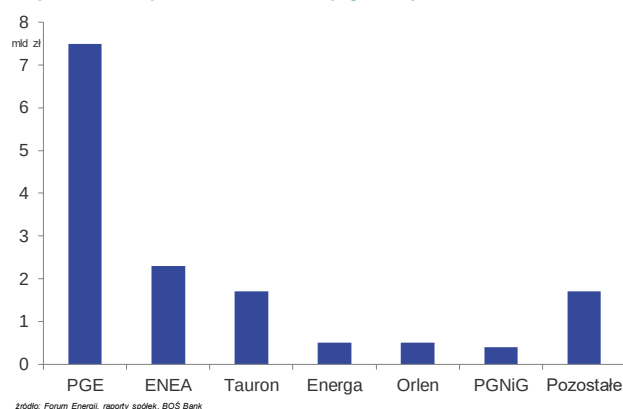
• System aukcji nie preferuje żadnego źródła energii elektrycznej, a zgodnie z ustawą jest „neutralny technologicznie”. Niemniej z uczestnictwa są wykluczone: podmioty świadczące na rzecz OSPe usługi o charakterze zbliżonym do „obowiązku mocowego” (w ramach rynku mocy), korzystają z wsparcia dla energii z OZE (za wyjątkiem spalania wielopaliwowego) lub są zagranicznymi podmiotami uzyskującymi wsparcie w ramach kogeneracji.

• Dotychczasowe wyniki aukcji w ramach rynku mocy pokazują, iż udział zawodowych producentów energii elektrycznej w Polsce w zakontraktowanym na lata 2021-24 wynagrodzeniu wynosi ok. 80%. Po uwzględnieniu kontraktów dotyczących unowocześnienia istniejących mocy wytwórczych oraz rozwoju usług DSR, udział ten wzrasta do blisko 85%.

Moc zakontraktowana w ramach aukcji głównej (z dostawą na dany rok) w podziale na paliwa



Przyszłe wynagrodzenie za moc zakontraktowaną dla dotychczasowych czterech aukcji głównych (na I. 2021-24)



- Największymi beneficjentami rynku mocy są: PGE (blisko 50% kontraktacji mocy), ENEA (ok. 15%) oraz Tauron (ok. 11%).
- Kolejne aukcje pokazują wzrost zainteresowania świadczenia usługi DSR.** Liczba przedsiębiorstw, które deklarują gotowość ograniczenia poboru mocy zwiększa się, a w czwartej aukcji „pozyskano” ponad 1 GW w tym mechanizmie (wzrost o blisko 25% względem trzeciej aukcji). **Jednocześnie, w dalszym ciągu skala wsparcia dla podmiotów, które magazynują energię elektryczną jest ograniczona.**
- Przeprowadzone dotychczas cztery aukcje główne (z dostawą w I. 2021-24) wesprą w ramach kontraktów wieloletnich nowe inwestycje prowadzone przez: PGE (1335 MW – technologia szczytowo-pompowa), Synthos Dwory (65 MW – blok gazowy), ZE PAK (40 MW – blok gazowy), PGNiG/Tauron (386 MW – blok gazowy), PGNiG (433MW – blok gazowo-parowy), Tauron (4,66 MW – blok gazowo-parowy), a także projekt elektrowni w Ostrołęce. **Projektowane moce (z pominięciem Ostrołęki C) stanowią jedynie 4,8% mocy zainstalowanej w KSE** lub nieznacznie powyżej 6,1% mocy zainstalowanej w elektrowniach zawodowych.
- Pierwsze wypłaty wynagrodzeń w ramach zakontraktowanych usług rozpoczną się w 2021 r.**
- Podsumowując, pomoc publiczna realizowana przez rynek mocy będzie mechanizmem, nie tylko zwiększającym bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w oparciu o krajowe jednostki wytwórcze. Będzie to także mechanizm zapewniający krótkoterminowy wzrost konkurencyjności rynkowej dla wybranych jednostek wytwórczych operujących w ramach tradycyjnego miksu paliwowo-technologicznego. Wsparcie to w krótkim okresie utrzyma w wielu przypadkach marże realizowane przez jednostki wytwórcze zasilane węglem w obliczu coraz bardziej dekarbonizacyjnej polityki energetyczno-klimatycznej UE.

Sektor przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej (PKD 35.12, PKD 35.13)

- Komponentem przesyłowym Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) jest tzw. Operator Systemu Przesyłowego, zaś częścią dystrybucyjną są Operatorzy Systemu Dystrybucyjnego.

- **Rolę Operatora Systemu Przesyłowego (OSPe) pełnią Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE).** OSpE administruje sieć wysokich oraz bardzo wysokich napięć, których długość wynosi blisko 14,7 tys. km sieci przesyłowej (w tym 7,6 tys. km linii o napięciu 220 kV). Ponadto PSE są odpowiedzialne za prowadzenie rynku mocy.

- **Zadaniem Operatorów Systemu Dystrybucji (OSDe) jest administrowanie, konserwacja oraz rozwój sieci wysokiego, średniego oraz niskiego napięcia, niezbędnych dla dostarczenia energii elektrycznej do odbiorców końcowych** (gospodarstw domowych, odbiorców przemysłowych i biznesowych, instytucjonalnych). Wg URE **liczba podmiotów z koncesją dystrybucyjną** (tj. typu DEE, wymagana dla pełnienia roli OSDe) **wynosiła na koniec września 2020 r. – 185.**

- W praktyce największa część systemu dystrybucji energii elektrycznej jest w zarządzaniu pięciu OSDe (kolejność wg długości linii): PGE (ok. 277 tys. km), Tauron (ok. 235 tys. km), Energia (ok. 191 tys. km), ENEA (ok. 105 tys. km) oraz innogy (ok. 3,2 tys. km). Pozostali mają status tzw. „małego” OSDe i co do zasady działają z wykorzystaniem infrastruktury ww. pięciu podmiotów (w formule typu TPA – third party access).

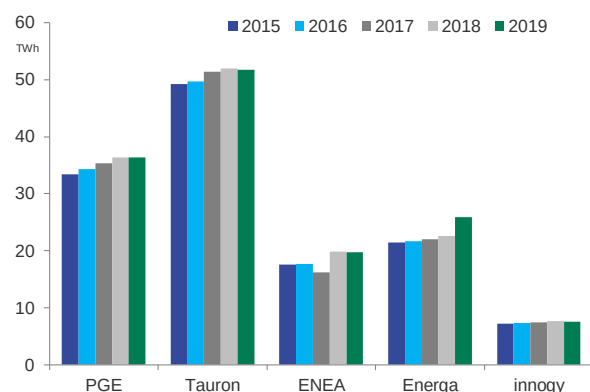
- **Co do zasady plany inwestycyjne OSPe i OSDe podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE.** Takie podejście ma zapewnić nieprzerwaną zdolność dystrybucji i przesyłu energii elektrycznej od wytwórców (m.in. energetyki zawodowej) do odbiorców końcowych. Jest to zgodne z zapisami ustawy Prawo Energetyczne, które wskazują na konieczność zapewnienia bezpieczeństwa działania systemu energetycznego, w tym m.in. wysokiego stopnia bezawaryjności sieci.

- **Po stronie przychodów znajdują się opłaty za świadczoną usługę przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej.** Wysokość taryf podlega zatwierdzeniu przez Prezesa URE. W procesie zatwierdzania taryf uwzględniana jest konieczność zapewnienia rentowności działalności zarówno OSDe, jak i OSPe.

- **Głównym źródłem kosztów obu typów podmiotów (OSDe i OSPe) są wydatki dotyczące utrzymania właściwych parametrów technicznych sieci elektroenergetycznych.** Ważnym źródłem kosztów są zdarzenia nadzwyczajne (np. zerwanie linii), które muszą być usuwane aby zapewnić nieprzerwaną usługę.

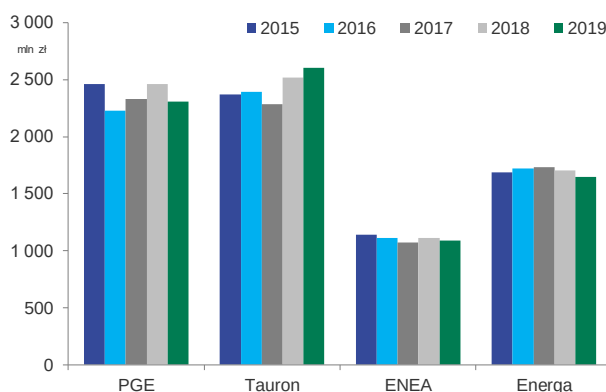
- **W obu przypadkach mamy do czynienia z sektorami charakteryzującymi się wysokimi kosztami osobowymi.** Przykład PGE, pokazuje, iż w 2019 r. koszty osobowe odpowiadały za ok. 24,7% ogółu kosztów rodzajowych. Były one niższe od wydatków na usługi obce (ok. 30,5%) ale nieznacznie wyższe od amortyzacji (23,5%).

Dystrybucja energii elektrycznej przez głównych OSDe



Źródło: raporty spółek

EBITDA w obszarze dystrybucji energii elektrycznej głównych OSDe



Źródło: raporty spółek

- **Segment dystrybucji energii elektrycznej pozostaje rentowny wśród wszystkich giełdowych OSDe.** Wynik EBITDA za 2019 r. wyniósł od ok 1 mld zł (ENEA) do ponad 2,6 mld zł (Tauron). **Wyniki giełdowych OSDe za 2019 r. wskazują, iż nastąpiły relatywnie ograniczone zmiany wyników EBITDA z działalności dystrybucyjnej (zarówno wzrost – Tauron, jak i spadek – PGE, ENEA, Energa), przy równoczesnym nieznacznym spadku wielkości dystrybuowanej energii elektrycznej (za wyjątkiem ENEA, która odnotowała wyrazy wzrost dystrybuowanego wolumenu).**

Sektor handlu (obrotu) energią elektryczną (PKD 35.14)

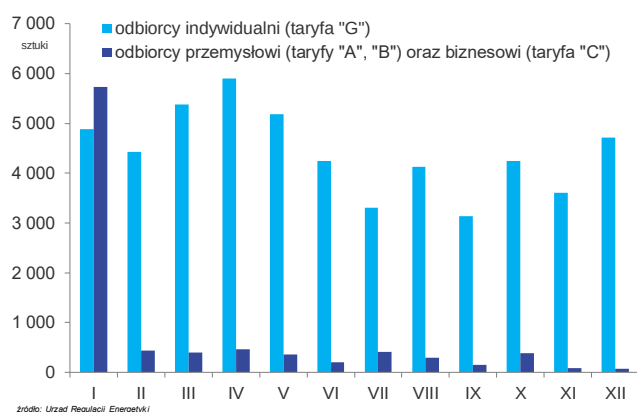
- **W pierwszych latach członkostwa Polski w Unii Europejskiej nastąpiła liberalizacja krajowego rynku energii elektrycznej** (od lipca 2004 r. – dla nabywców instytucjonalnych – przedsiębiorstw, od lipca 2007 r. – dla klientów indywidualnych). Oznacza to wdrożenie zasady TPA (Third Party Access), w ramach której dostęp do infrastruktury dystrybucyjnej jednego z pięciu „dużych” OSDe (PGE, Tauron, Energa, ENEA, innogy) zyskały przedsiębiorstwa zajmujące się jedynie sprzedażą energii elektrycznej ostatecznemu użytkownikowi.

- **Obrót energią elektryczną w Polsce jest działalnością gospodarczą podlegającą koncesjonowaniu.** Według danych URE, liczba przedsiębiorstw posiadających koncesję typu OEE (tj. pozwalającą na obrót energią elektryczną na własny użytek lub na rzecz innych klientów) wynosi 450. Dużą część spośród nich stanowią zakłady przemysłowe, które chcą samodzielnie dokupywać niezbędną im moc na Towarowej Giełdzie Energii (TGE).

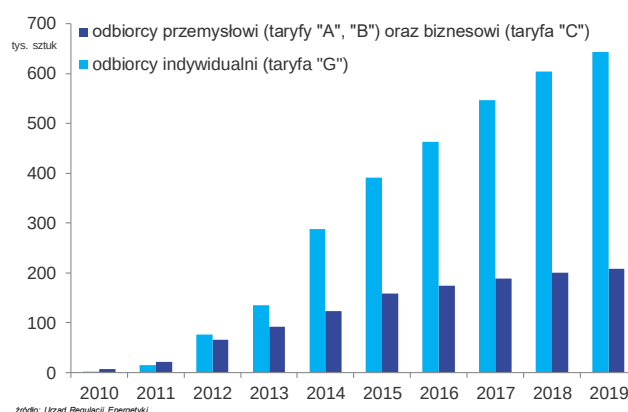
- **Krajowy rynek obrotu energią elektryczną składa się z dwóch segmentów: rynku hurtowego (giełdowego) oraz rynku detalicznego.**

- **Uczestnikami krajowego rynku hurtowego energii elektrycznej są przede wszystkim: elektrownie systemowe** (które sprzedają poprzez TGE wyprodukowaną energię elektryczną), **przedsiębiorstwa obrotu** (które kupują energię elektryczną, celem jej odsprzedaży klientom) **oraz duzi odbiorcy końcowi** (zwłaszcza podmioty z tzw. przemysłów energochłonnych), posiadający koncesję typu OEE, aby samodzielnie kupować energię elektryczną na własny użytek. Przedsiębiorstwa z własnymi elektrowniami przemysłowymi także są uczestnikami tego rynku. **Od stycznia 2019 r. istnieje prawne obbligo sprzedaży wyprodukowanej energii elektrycznej przez energetykę zawodową poprzez TGE (z licznymi derogacjami tego obowiązku).**

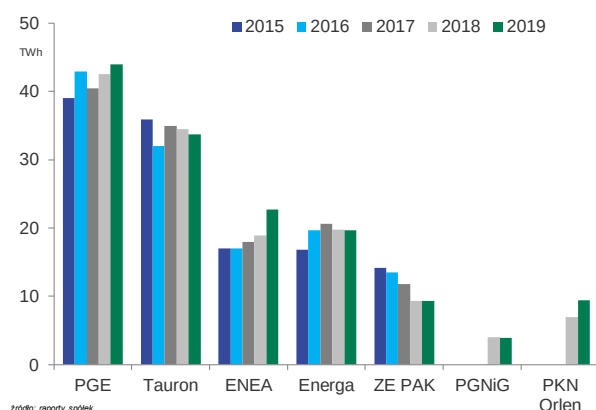
Liczba klientów, którzy zmienili sprzedawcę energii elektrycznej w 2019 r.



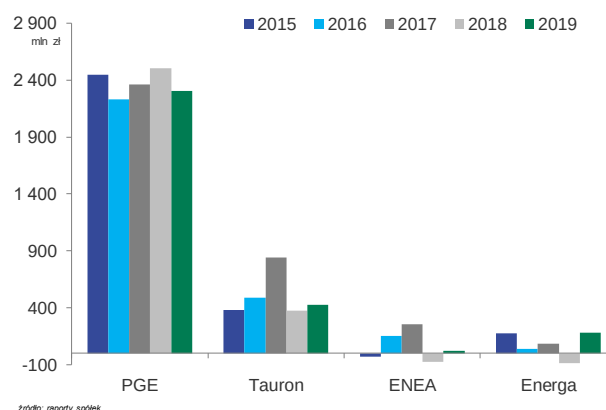
Liczba klientów, którzy zmienili sprzedawcę energii elektrycznej w I. 2010-19 (dane skumulowane)



Sprzedaż energii elektrycznej przez energetykę zawodową



EBITDA w obszarze sprzedaży energii elektrycznej



• **Natomiast uczestnikami rynku detalicznego są: przedsiębiorstwa obrotu** (które sprzedają energię elektryczną) **oraz klienci ostateczni** (którzy kupują energię elektryczną w ramach kontraktu z przedsiębiorstwem obrotu). **Klienci ostateczni mogą dokonać zmiany przedsiębiorstwa sprzedającego im energię elektryczną – robią to jednak relatywnie rzadko.**

• Dane URE, wskazują, iż na koniec 2019 r., liczba klientów detalicznych (tj. klientów korzystających z grupy taryfowej „G”), którzy zmienili sprzedawcę wyniosła ok. 52,6 tys. (wzrost o 8,7% r/r). W I. 2010-19 ok. 660 tys. klientów detalicznych skorzystało z możliwości zmiany sprzedawcy (mniej niż 4,3% ogółu klientów).

• W przypadku klientów przemysłowych (tj. klientów korzystających z grupy taryfowej „A” i „B”) oraz biznesowych (grupa taryfowa „C”), którzy dokonali zmiany dostawcy energii elektrycznej wyniosła ok. 9 tys. (wzrost o ok. 4,4% r/r).

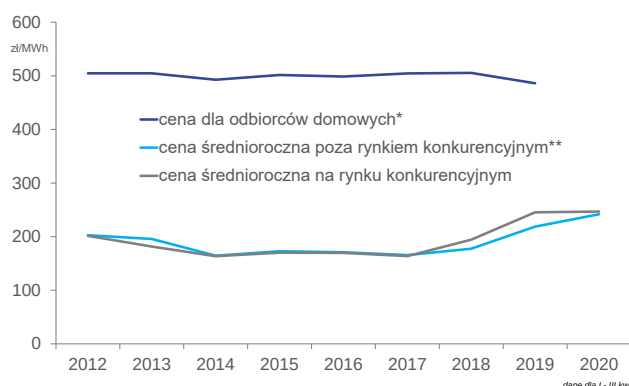
• W przypadku rynku detalicznego (dla odbiorców taryf „G”) większość aktywnych przedsiębiorstw obrotu oferuje zarówno energię elektryczną, jak i gaz. Niektóre przedsiębiorstwa aktywne w tym segmencie rynku oferują także inne usługi (w tym m.in. telekomunikacyjne czy finansowe) w ramach zintegrowanej oferty.

• **W latach 2015-2019 udział czterech największych grup energetycznych w sprzedaży energii elektrycznej wynosił blisko 70% całego krajowego zużycia.** Liderem rynku pozostaje PGE (udział między 24% a 26%), a następnie: Tauron (19% – 21%), Energa oraz ENEA (10%-12%). Dostępne dane za 2019 r. wskazują, iż udział czterech grup energetycznych nieznacznie się obniżył.

Mechanizm wyznaczania cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych na rynku „detalicznym”

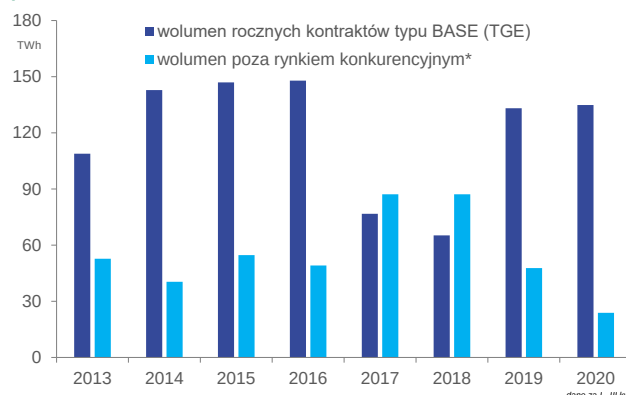
• **Rynek detaliczny energii elektrycznej w Polsce składa się z dwóch segmentów – segmentu cen regulowanych** (dla odbiorców indywidualnych, tj. gospodarstw domowych i mikroprzedsiębiorstw, a także niektórych instytucji publicznych) **oraz segmentu cen wolnorynkowych** (dla odbiorców przemysłowych i biznesowych, a także instytucji rządowych i samorządowych). W przypadku tej pierwszej grupy (którą można określać jako rynek detaliczny *sensu stricto*), cena jest zatwierdzana przez Prezesa URE, zaś cena dla odbiorców instytucjonalnych (tj. przemysłowych i biznesowych) jest ustalana przez spółki obrotu.

Cen energii elektrycznej na poszczególnych rynkach



* - cena uwzględnia opłatę za świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej
 ** - cena energii elektrycznej niepodlegającej obowiązkom publicznej sprzedaży (art. 49a ust. 5 pkt. 1-8, ustawa Prawo energetyczne)
 Źródło: Urząd Regulacji Energetyki, BOŚ Bank

Wolumen sprzedanej energii elektrycznej na poszczególnych rynkach (do III kw. 2020 r.)



* - wolumen energii elektrycznej niepodlegającej obowiązkom publicznej sprzedaży (art. 49a ust. 5 pkt. 1-8, ustawa Prawo energetyczne)
 Źródło: Urząd Regulacji Energetyki, BOŚ Bank

- Cena zatwierdzana przez Prezesa URE ma zapewnić przewidywalny poziom kosztu dla odbiorców końcowych, a także gwarantować minimalny poziom rentowności tych kontraktów dla spółek wytwarzających energię (elektrownie systemowe), spółek dystrybucyjnych (OSDe) oraz podmiotów obrotu.

- Na poziom ceny dla odbiorcy ostatecznego wpływają koszty zużycia energii elektrycznej oraz opłaty za dystrybucję i przesył energii elektrycznej.**

- W pierwszej grupie dot. zużycia energii elektrycznej uwzględniane są: cena energii elektrycznej** (energia wytworzona w elektrowniach systemowych), **opłaty za świadczenia energetyczne, podatki** (akcyza i VAT), **koszt bilansowania energii** (rynek bilansujący), **marża sprzedawcy**. Od 2021 r. **uwzględniana będzie także opłata dotycząca rynku mocy.**

- W drugiej grupie uwzględniane są: stawka jakościowa** (koszt utrzymania właściwych parametrów energii elektrycznej), **zw. składnik zmienny i zw. stała stawka sieciowa** (koszty utrzymania sieci elektroenergetycznych), **opłata przejściowa** (koszty pokrycia zlikwidowanych kontraktów długoterminowych), **opłata abonamentowa** (koszty handlowe OSDe) oraz **kary umowne** (dotyczy największych odbiorców, pobierających wyższą moc od zadeklarowanej). **Uwzględniane są także opłaty z tytułu kogeneracji oraz OZE.**

- Monitoring cen energii elektrycznej (zarówno w obszarze cen regulowanych oraz cen konkurencyjnych) prowadzi URE. W 2019 r. w wyniku decyzji parlamentu (zw. ustawa prądowa) doprowadzono do obniżenia kosztów energii elektrycznej dla gospodarstw domowych, JST oraz wybranych kategorii przedsiębiorstw. Ustawa nakazała utworzenie mechanizmu kompensacji strat finansowych przedsiębiorstw obrotu. Utworzono także system wsparcia dla odbiorców energii elektrycznej, zwłaszcza z sektorów energochłonnych (tj. nieobjętych ww. ustawą), dotkniętych wzrostem cen rynkowych.

- W grudniu 2019 r. oraz w styczniu 2020 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdził taryfy dla przedsiębiorstw dystrybucji (PSE, PGE, Tauron, Energa, ENEA, innogy) oraz taryfy dla gospodarstw domowych stosowane przez dominujące przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną (PGE, Tauron, Energa, ENEA). Dostępne dane wskazują, iż średni wzrost taryfy dystrybucyjnej wyniósł ok. 3,1% r/r. Według URE, rachunki odbiorców energii w gospodarstwach domowych

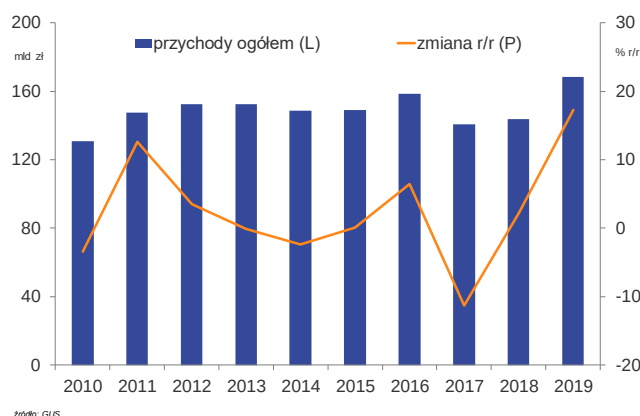
(grupa G11) wzrosły o ok. 9 złotych miesięcznie, co oznacza **średni wzrost płatności dla grup taryfowych w gospodarstwach domowych (G11, G12) o ok. 11,6% w 2020 r.**

- W przypadku cen ustalanych na wolnym rynku w I. 2017–2019 trwał proces wzrostu cen energii elektrycznej. Wzrost był kontynuowany w I poł. 2020 r., przy wysokiej zmienności cen.

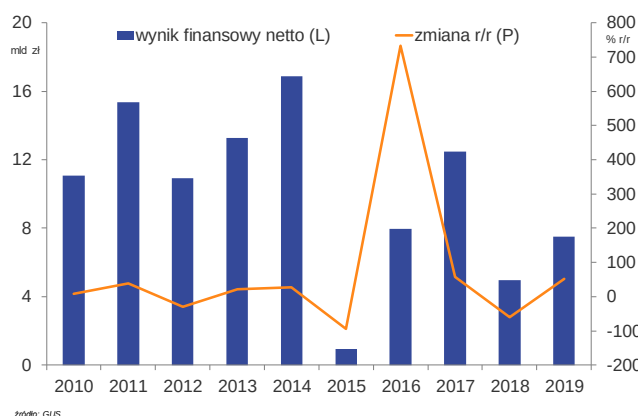
Wyniki finansowe sektora wytwarzania, przesyłu, dystrybucji i obrotu energii elektrycznej (PKD 35.1) przed pandemią

- W 2019 r. miała miejsce nieznaczna poprawa podstawowych kategorii finansowych całego sektora wytwarzania, przesyłu, dystrybucji i obrotu energii elektrycznej.
- Na koniec 2019 r. przychody ogółem sektora wyniosły ok. 168,3 mld zł, co oznacza wzrost o ok. 17,2% r/r (w 2018 r. wzrost przychodów sektora wyniósł tylko 2,2% r/r).
- W ostatnich latach obserwowana była presja na wzrost kosztów. W ujęciu całkowitym koszty sektora wzrosły w 2019 r. o 16,3% r/r (wobec wzrostu o tylko 8,4% w 2018 r.). Dotyczy to zarówno kosztów pracowniczych (przy stabilnym poziomie zatrudnienia, koszty wynagrodzeń wzrosły w 2019 r. o ponad 6,3% r/r, wobec 3% w 2017 r.), kosztów pozyskania energii elektrycznej (OZE, energetyka konwencjonalna), jak również wyraźnego wzrostu cen praw do emisji CO₂. Podmiotom ciężą także wyniki przedsiębiorstw wydobywczych pozostających w ich strukturach organizacyjnych (koszty osobowe, koszty wydobycia, koszty zewnętrzne), a także udziały w PGG.
- Lepsza dynamika po stronie przychodów doprowadziła do wzrostu wyniku finansowego netto o 51,2% r/r – do 7,5 mld zł (wobec tylko 4,9 mld zł w 2018 r.).
- W 2019 r. stopa rentowności kapitału własnego (ROE) osiągnęła poziom 4,2% (wobec 2,9% w 2018 r. czy 5,0% w 2016 r.), zaś stopa rentowności aktywów (ROA) osiągnęła poziom 2,3% (wobec 1,7% w 2018 r. czy 2,9% w 2016 r.).
- Na koniec 2019 r. zobowiązania osiągnęły poziom ok. 143,1 mld zł (wobec 127 mld zł w 2018 r. czy 100,7 mld zł w 2015 r.).
- Lata 2010–15 to okres wzrostu nakładów inwestycyjnych sektora (z poziomu ok. 10,5 mld zł do ponad 21,2 mld zł). Kolejny cykl wzrostu inwestycji to I. 2018–19. Na koniec 2019 r. ich poziom wyniósł ok. 16 mld zł.

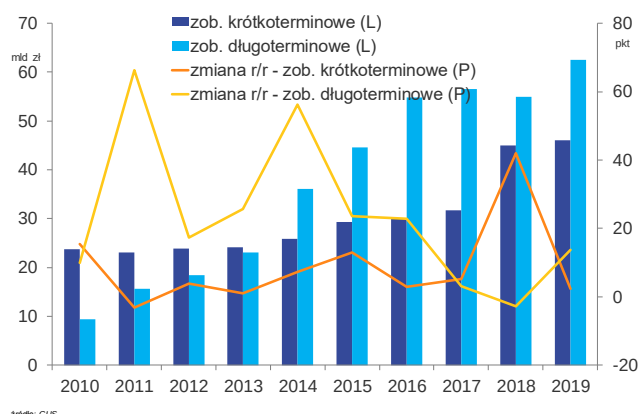
PKD 35.1 – przychody ogółem



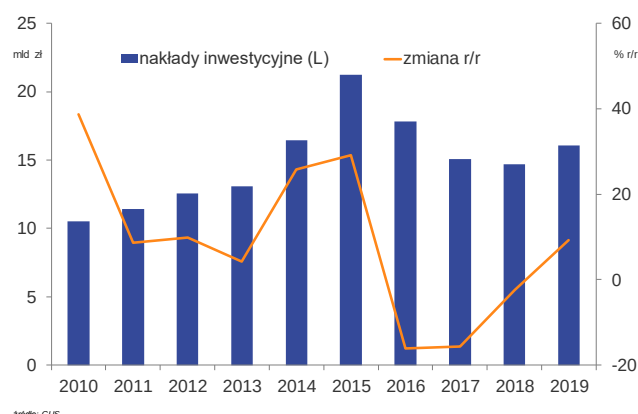
PKD 35.1 – wynik finansowy netto



PKD 35.1 – zobowiązania krótkoterminowe i długoterminowe



PKD 35.1 – nakłady inwestycyjne



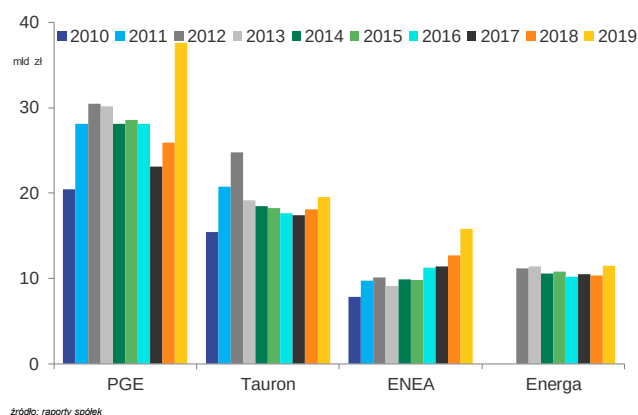
Sytuacja finansowa głównych grup energetycznych w Polsce przed pandemią

- Sytuacja poszczególnych grup energetycznych była zróżnicowana jeszcze przed wybuchem pandemii. Niemniej podlegały one podobnym źródłom presji rynkowej. W 2019 r. cztery grupy raportowały wzrost przychodów ogółem (tj. z podstawowych segmentów działalności: wydobywanie węgla; wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł konwencjonalnych, kogeneracji lub OZE; dystrybucja energii elektrycznej; obrót energią elektryczną). Najwyższy przyrost odnotowało PGE – 45% r/r (źródłem były m.in. wysokie marże w OZE), pozostałe grupy uzyskały niższe odczyty (Tauron – 8%, Energa – 11%, a ENEA – 25%).

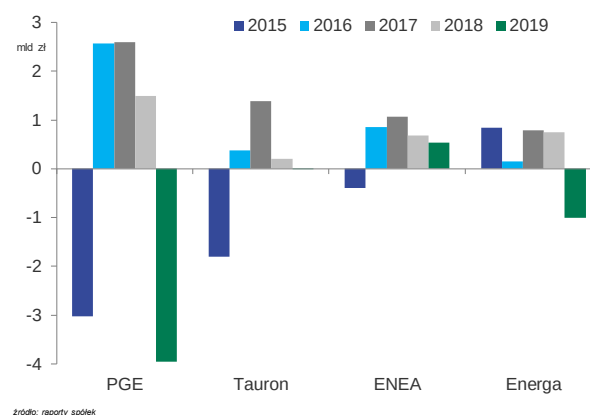
- W 2019 r. trzy spośród czterech grup energetycznych wykazały stratę netto. Jedynie w przypadku ENEA udało się uzyskać ok. 541 mln zł zysku netto (co jest najgorszym wynikiem dla tej grupy dla I. 2015–19). **Źródłem straty netto** (a także relatywnie niskiego wyniku ENEA) **były odpisy na utratę wartości posiadanych aktywów wydobywczych (lub udziałów w PGG), a także konwencjonalnych aktywów wytwórczych. Gdyby nie one, wszystkie spółki odnotowałyby zysk netto:** Energa – ok. 0,3 mld zł (wobec ponad 1 mld straty), Tauron – ok. 0,8 mld zł (wobec ok. 11 mln zł straty), a PGE – ok. 2,1 mld zł (wobec ok. 4 mld zł straty).

- Wysokość dokonanych w 2019 r. odpisów była zróżnicowana: ok. 7,5 mld zł – PGE, ok. 1,5 mld zł – Tauron, ok. 1 mld zł – ENEA i Energa.

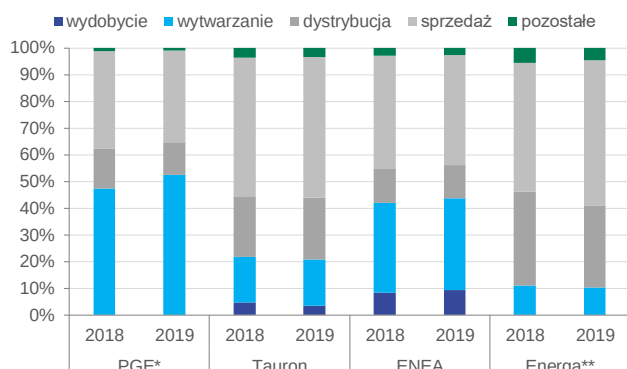
Przychody ogółem grup energetycznych



Wynik finansowy netto grup energetycznych

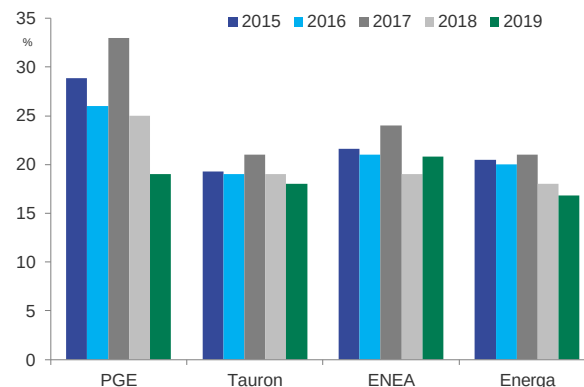


Udział poszczególnych segmentów w przychodach ogółem



* - PGE raportuje wyniki segmentu wydobywcze w ramach segmentu wytwarzanie
 ** - Energa nie posiada segmentu wydobywcze
 źródło: raporty spółek

Marża EBITDA grup energetycznych (w %)



źródło: raporty spółek

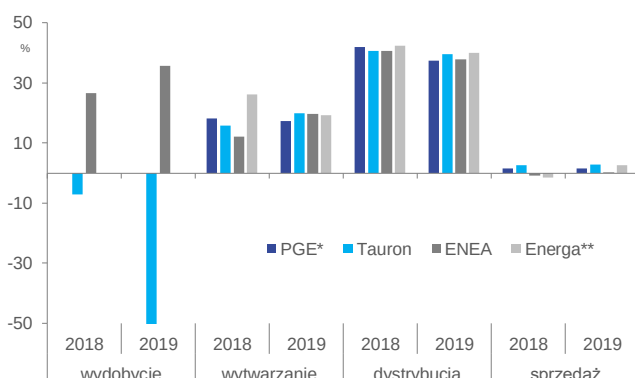
- Grupy elektroenergetyczne wskazywały trzy główne przyczyny tworzenia odpisów aktualizacyjnych (wpływających na wynik netto poprzez mechanizmy księgowe): - polityka klimatyczna Unii Europejskiej o wyrażnie „dekarbonizacyjnym” charakterze (co obniża marżę w segmencie wytwarzania i obrotu „kopalną” energią elektryczną); - zmiany warunków rynkowych (zwłaszcza technologicznych) istotnie zwiększających konkurencyjność OZE (np. obniżenie kosztów paneli PV); - koszt kapitału dla projektów inwestycyjnych dotyczących poszczególnych elementów miksu technologiczno-paliwowego.

- Rentowność poszczególnych segmentów biznesowych grup energetycznych była silnie zróżnicowana.** Choć tzw. marża EBITDA grup była na relatywnie podobnym poziomie (dla 2019 r.: między 16,8% a 20,6%), znaczne różnice między grupami dotyczyły segmentu wydobywczego.

- Co do zasady najwyższą marżą EBITDA grupy energetyczne realizowały w segmencie dystrybucji energii elektrycznej.** W 2019 r. odczyt kształtował się nieznacznie poniżej 40% (w 2018 r. w każdą z grup przekroczyła ten poziom).

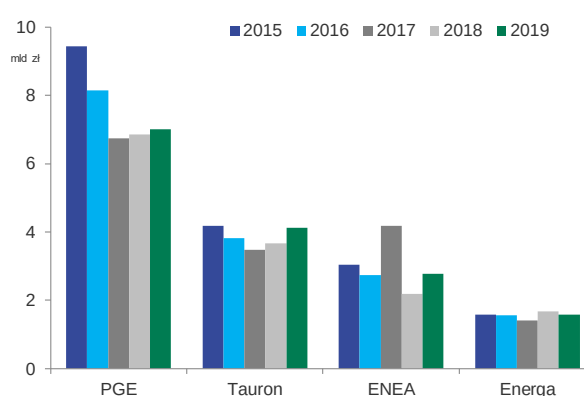
- Liniją biznesową charakteryzującą niższym niż w dystrybucji, lecz nadal wysokim poziomem marży EBITDA było wytwarzanie energii elektrycznej.** W tym przypadku widać relatywnie niewielkie zróżnicowanie poziomu osiągniętej marży, która dla 2019 r. wynosiła od 17,4% (PGE) do 20% (Tauron). Taki odczyt pokazuje zmniejszenie skali zróżnicowania wyniku względem 2018 r.

Marża EBITDA wg segmentów biznesowych w I. 2018-19



* - PGE raportuje wyniki segmentu wydobywcze w ramach segmentu wytwarzanie
 ** - Energa nie posiada segmentu wydobywcze
 źródło: raporty spółek

Inwestycje grup energetycznych



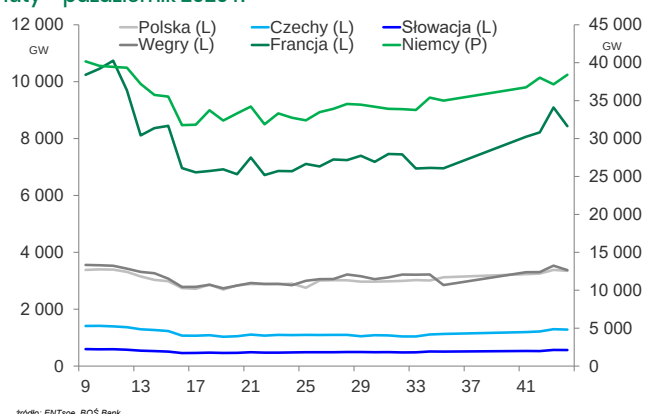
źródło: raporty spółek

- Segment obrotu (sprzedaży) energii elektrycznej charakteryzuje się niską rentownością (nie więcej niż 3% w 2019 r.). W 2018 r. tylko dwie grupy energetyczne notowały dodatni wynik (Tauron i PGE), ale w 2019 r. – dodatni wynik osiągnęły wszystkie grupy.
- Wysokie zróżnicowanie marży EBITDA dotyczy segmentu wydobywcze. Pełne dane raportują tylko dwie grupy energetyczne – Tauron (marża głęboko ujemna) oraz ENEA (dodatnia marża realizowana przez LW Bogdanka), PGE konsoliduje dane w segmencie wytwarzanie ze źródeł konwencjonalnych.

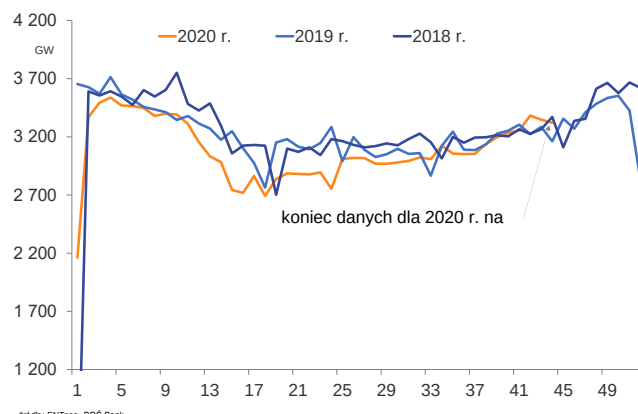
COVID-19 – bieżący wpływ na branżę

- **Pandemia koronawirusa wpłynęła na wielkość popytu zgłaszanego przez odbiorców na energię elektryczną**, okresowo dotknęła też potencjału podażowego sektora.
- **W połowie marca 2020 r. w Polsce, podobnie jak w większości krajów UE, wprowadzono obostrzenia administracyjne mające na celu ograniczenie rozprzestrzeniania się pandemii COVID-19.** W marcu i kwietniu szereg sektorów działało w ograniczonym zakresie, co ograniczyło popyt. Jednocześnie przedsiębiorstwa ograniczyły produkcję w związku ze spadkiem popytu, jak i z ograniczoną podażą importowanych półproduktów z krajów azjatyckich (zwłaszcza Chin). **W efekcie silnie spadł popyt na energię elektryczną. Dopiero w maju nastąpiło stopniowe znoszenie obostrzeń zarówno w kraju, jak również wśród naszych partnerów handlowych, co częściowo odtworzyło popyt na energię elektryczną.**
- W II kw. pandemia „pojawiła” się w krajowym sektorze wydobywczym. Zachorowania dotknęły zarówno jednostki wydobywcze znajdujące się na Śląsku, jak również (choć w mniejszym zakresie) w pozostałych regionach kraju. Według dostępnych danych zarażonych górników w szczytowym momencie było blisko 16 tys. Na początku lipca wszystkie kopalnie wróciły już do pracy.
- Grupy energetyczne nie wykazały w raportach kwartalnych znacznej liczby zachorowań w spółkach innych niż wydobywcze.
- W obszarze inwestycji pandemia odbiła się na ograniczeniu inwestycji w obszarze OZE (ograniczenie importu, głównie z Chin, elementów do PV), a także mogło przyczynić do wydłużenia terminu realizacji niektórych projektów.

Tygodniowe zapotrzebowanie na energię elektryczną w okresie luty – październik 2020 r.



Tygodniowe zapotrzebowanie na energię elektryczną w Polsce

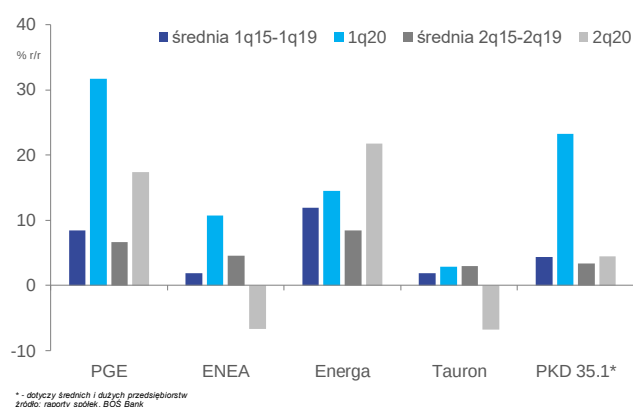


- Po stronie popytowej pandemia poskutkowała przede wszystkim obniżeniem zapotrzebowania na energię elektryczną u ogółu klientów sektora.
- Dane PSE wskazują, iż średni spadek wielkości produkcji energii elektrycznej w okresie kwiecień – czerwiec 2020 r. wynosił ok. 11,7% r/r, a w przypadku zużycia – ok 8,6% r/r. Natomiast we wrześniu skala spadku wielkości produkcji obniżyła się do ok. 0,3% r/r. **W przypadku konsumpcji możemy mówić natomiast o wzroście zużycia energii elektrycznej o ok. 0,3% r/r** (był to pierwszy w tym roku wzrost tej kategorii). Dane ENTsoe wskazują, iż w całej UE zapotrzebowanie na energię elektryczną dalej pozostaje poniżej przed-pandemicznych poziomów.
- Ograniczone zapotrzebowanie na energię elektryczną zmniejszyło zapotrzebowanie na nośniki energetyczne (zwłaszcza węgiel kamienny i brunatny). Wpływa to negatywnie na poziom sprzedaży spółek wydobywczych (zarówno PGG, jak również pozostałych jednostek) i na ceny węgla, co stanowi dodatkowe wyzwanie w kontekście opisanych strukturalnych problemów branży.
- Nieplanowane ubytki zapotrzebowania na energię elektryczną poskutkowały ryzykiem w obszarze płynności finansowej podmiotów zajmujących się sprzedażą energii elektrycznej. Aby zwiększyć ich płynność, ustawowo (w ramach tzw. Tarczy 3.0) ograniczono poziom zabezpieczeń transakcji w Izbie Rozliczeniowej Giełd Towarowych (przed pandemią było to kilka miliardów złotych). Obniżony poziom zabezpieczeń na TGE dotyczy okresu kwiecień – wrzesień 2020 r.
- Jednocześnie niektóre grupy energetyczne raportują wzrost opóźnień w płatnościach za odbiór energii elektrycznej. GK Energa odnotowała wzrost ww. płatności wyniósł ok. 40% ponad 3-miesięczną średnią (dane za II kw. 2020 r.). Pozostałe grupy nie wskazują konkretnych poziomów tego zjawiska.

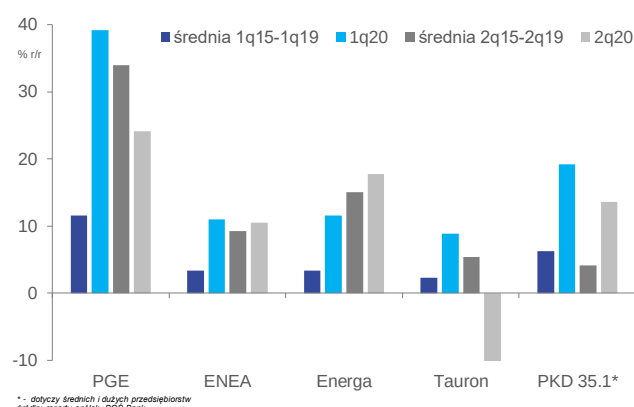
I i II kw. 2020 – co dane finansowe mówią o wpływie COVID-19?

- **Ograniczenie popytu na energię elektryczną od II poł. marca 2020 r. jest widoczne w wynikach poszczególnych segmentów rynku, choć skala wpływu jest powiązana z modelem biznesowym danej grupy. Efekty finansowe uwidaczniają się zwłaszcza w II kw. 2020 r. choć na poziomie całego sektora (PKD 35.1) wyniki za II kw. są dalekie od alarmistycznych.**

Zmiana przychodów (ogółem)

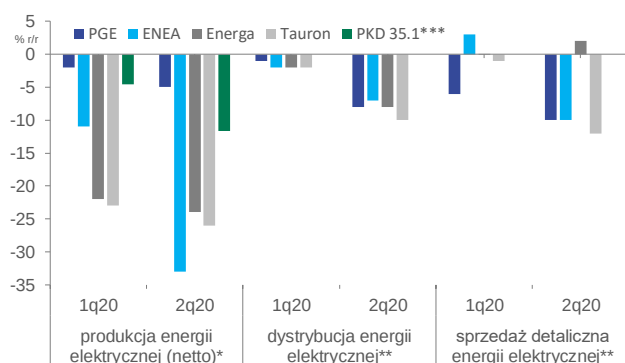


Zmiana kosztów (ogółem)



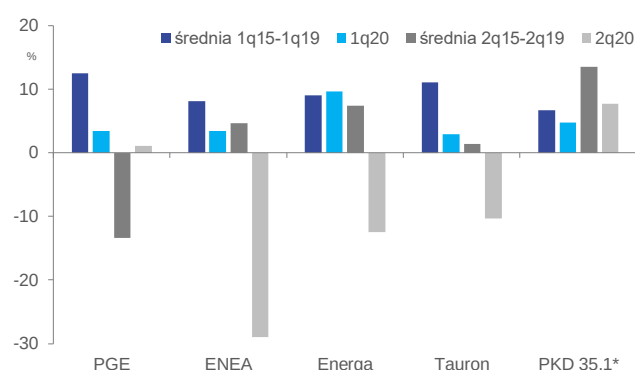
- W I kw. 2020 r. cztery ww. grupy odnotowały przyrost przychodów (ogółem), podobnie zresztą jak cały sektor PKD 35.1 (podmioty średnie i duże). Wyniki te były lepsze niż wieloletnia średnia (I. 2015–19), szczególnie dobry odczyt dotyczył całego sektora (wzrost o 23,3% r/r wobec 18,3% w I kw. 2019 r.). W II kw. odnotowano pogorszenie dynamiki przychodów po mocnym I kw. Dotyczyło to szczególnie dwóch grup energetycznych (ENEA i Tauron). Dane GUS wskazują na wzrost przychodów o 4,5% r/r (wobec ok. 22–23% w I kw. 2019 i 2020 r.). Nawet w obliczu ograniczonego popytu, wybrane segmenty notowały dobre (powtarzalne) wyniki. Relatywną odporność wykazały segment dystrybucji i przesyłu energii elektrycznej oraz wytwarzania energii elektrycznej (zwłaszcza w OZE).
- Po stronie kosztów, zarówno I jak i II kw., pokazały wzrost wyższy niż średnia wieloletnia (dla I. 2015–19). W przypadku całego sektora w II kw. wzrost ten wyniósł ponad 13% r/r (w I kw. wyniósł aż 19%). W GUS źródłem był wzrost kosztów sprzedanych towarów i materiałów. Według raportów grup energetycznych notowały one głównie wzrost kosztów osobowych. Na tym tle wyróżnia się pozytywnie Grupa Tauron, która w II kw. ograniczyła koszty (ogółem).
- Cztery grupy energetyczne odnotowały spadek wielkości wytworzonej energii elektrycznej. W I kw. jego skala wynosiła od 2% r/r (PGE) do ponad 23% r/r (Energia i Tauron), przy wyniku dla całego sektora (KSE) na poziomie blisko 4,6%. Natomiast w II kw. nastąpiło dalsze pogłębienie tych spadków: od 5% r/r (PGE) do ponad 33% r/r (ENEA) dla grup energetycznych, a dla całego sektora – do 11% r/r.
- W segmencie dystrybucji w wyniku spadku popytu nastąpił spadek dostarczonej przez grupy energetyczne ilości energii elektrycznej (w TWh) do odbiorców końcowych – w I kw. 2020 r. wynosił on od ok. 1% r/r (PGE) do ok. 2% r/r (Tauron, Energia, ENEA). W II kw. spadek ten pogłębił się sięgając od 7% do 10% r/r.
- W segmencie sprzedaży energii elektrycznej do klientów indywidualnych (w TWh) wyniki w I kw. były silnie zróżnicowane: od -6% r/r (PGE) do +5% r/r (ENEA). W II kw. jednoznacznie przeważały już spadki – w przypadku trzech grup oscylowały one wokół 10% r/r. Jedynie Energia notowała w II kw. wzrost sprzedaży o ok. 2% r/r.
- Problematiczna sytuacja dotyczy tych grup, które posiadają własne aktywa wydobywcze (inne niż udziały w PGG). W przypadku ENEI (LW Bogdanka) spadek produkcji tzw. węgla handlowego wyniósł blisko 18% r/r, a spadek sprzedaży – ponad 19% r/r. Natomiast Tauron odnotował tylko 6% r/r spadek produkcji oraz blisko 26% r/r spadek sprzedaży.

Wybrane wyniki segmentów grup energetycznych



* - z wszystkich rodzajów jednostek
 ** - brak danych dla innych (brak danych dla sektora PKD 35.1)
 *** - dotyczy średnich i dużych przedsiębiorstw
 źródło: raporty spółek, BOŚ Bank

Stopa zysku netto



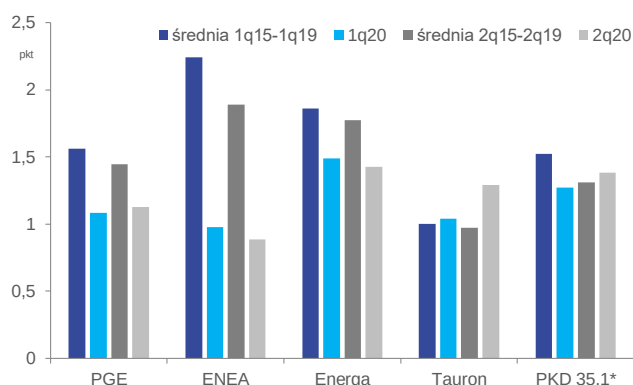
* - dotyczy średnich i dużych przedsiębiorstw
 źródło: raporty spółek, BOŚ Bank

- **Problematiczne wyniki widać w przypadku stopy zysku netto.** O ile cały sektor (PKD 35.1, podmioty średnie i duże) notował zarówno w I kw. (4,8%), jak i II kw. (7,7%) wynik dodatni, o tyle już trzy spośród czterech grup wykazały jego ujemną wartość w II kw. (od -ok. 10% do blisko -30%). Wyjątek stanowi PGE (ze wzrostem na poziomie 1,1% r/r). W I kw. 2020 r. wszystkie grupy wykazały dodatni poziom stopy zysku netto. W naszej ocenie zróżnicowany odczyt tego miernika dla sektora ogółem (według danych GUS) vs. wyniki czterech głównych grup energetycznych może wynikać ze sposobu uwzględnienia realizowanych przez notowane na giełdzie grupy elektroenergetyczne odpisów wartości aktywów wytwórczych i wydobywczych (standard MSFR vs sprawozdawczość GUS). Drugim potencjalnym wytłumaczeniem może być przyrost zyskowności przez PGNiG oraz w mniejszym zakresie przez PKN Orlen (z wyłączeniem aktywów GK Energa) w segmentach wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, na co wpływała korzystna sytuacja na rynku gazu ziemnego w II kw. 2020 r. (które stanowi paliwo dla większości jednostek wytwórczych ww. podmiotów).

- **Zarówno cały sektor (PKD 35.1), jak również cztery grupy notują stabilne wyniki mierników płynności.** Dla wskaźnika płynności bieżącej (Current Ratio) tylko ENEA w II kw. odnotowała niewielki spadek względem I kw. 2020 r. Natomiast Tauron oraz PGE (podmioty „ponadprzeciętnie” obciążone „węglowym” miksem technologiczno-paliwowym) notowały wzrost tego miernika. Pokazuje to, iż sektor elektroenergetyczny utrzymuje zdolność do regulowania swoich zobowiązań. Przy czym zdolność generowania przepływów pieniężnych jest zróżnicowana między poszczególnymi segmentami rynku – wysoka w obszarze dystrybucji energii elektrycznej, niska w obszarze sprzedaży energii elektrycznej.

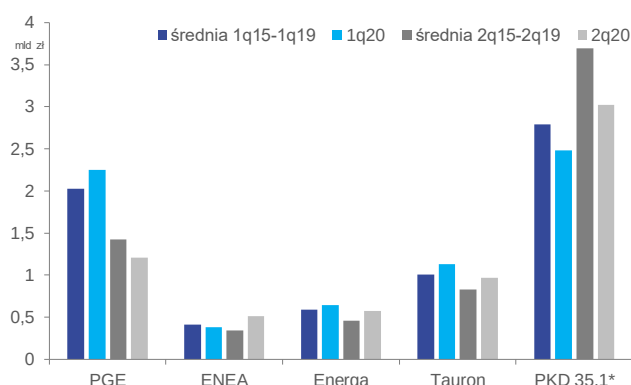
- **W I połowie roku aktywność inwestycyjna sektora (zgodnie z podejściem CAPEX) była słabsza na tle poprzednich lat.** W II kw. wynik poniżej średniej długoletniej (I. 2015-19) odnotował w II kw. cały sektor (PKD 35.1) oraz PGE, trzy pozostałe grupy wykazały niższe inwestycje od średniej wieloletniej, niemniej wyższy wynik od odnotowanego w II kw. 2019 r. Mimo trudnego otoczenia rynkowego, grupy są zobowiązane do realizacji pewnych projektów inwestycyjnych (w ramach Krajowego Programu Inwestycji, w ramach wymogów stawianych przez Urząd Regulacji Energetyki).

Wskaźnik płynności bieżącej (Current ratio)



* - dotyczy średnich i dużych przedsiębiorstw
źródło: raporty spółek, BOŚ Bank

Nakłady inwestycyjne (zgodnie z podejściem Capex)



* - dotyczy średnich i dużych przedsiębiorstw
źródło: raporty spółek, BOŚ Bank

PERSPEKTYWY, CZYNNIKI SUKCESU, CZYNNIKI RYZYKA

Perspektywy – scenariusz bazowy

- Ze względu na skalę szoku gospodarczego, będącego następstwem pandemii i działań administracyjnych mających na celu jej ograniczenie, w perspektywie najbliższych kwartałów główną determinantą sytuacji podmiotów działających w branży będzie rozwój koniunktury gospodarczej w kontekście przebiegu pandemii oraz restrykcji z nią związanych.
- Z kolei najistotniejszym czynnikiem o charakterze długoterminowym jest transformacja posiadanych aktywów wytwórczych oraz „zazielenienie” miks paliwowo-technologicznego, w głównej mierze determinowane przez uwarunkowania regulacyjne wynikające z kształtu polityki klimatycznej UE. W tym kontekście sektor elektroenergetyki stoi przed wyzwaniem poniesienia znaczących inwestycji, dla których kluczową kwestią będzie dostępność finansowania, w tym ze źródeł unijnych.
- Na te główne czynniki nakładają się będą, zwłaszcza w krótkim terminie, kwestie rozstrzygnięć dot. przyszłości krajowych podmiotów górniczych (zwłaszcza węgla kamiennego). A także strategiczny kierunek zmian organizacyjnych grup energetycznych, których udziałowcem jest Skarb Państwa.

Bazowy scenariusz makroekonomiczny

- W perspektywie najbliższych dwóch do czterech kwartałów sektor wytwarzania, przesyłu, dystrybucji i sprzedaży energii elektrycznej będzie dostosowywał się do zmniejszonej skali aktywności gospodarczej w kontekście pandemii.
- W bazowym scenariuszu makroekonomicznym zakładamy, że największy negatywny wpływ epidemii na krajową gospodarkę miał miejsce w II kw. br., kiedy to PKB zmniejszył się o 8,2% r/r. W III kw. miało miejsce gwałtowne odbicie aktywności w przemyśle i handlu, które z wysokim prawdopodobieństwem ograniczyło skalę spadku PKB, według naszych szacunków do -1,7% r/r. Niestety jesienna druga fala epidemii, dużo silniejsza niż wiosenna, przyniosła z początkiem listopada przywrócenie większości obostrzeń administracyjnych w celu powstrzymania epidemii. **To oznacza, że w IV kw. 2020 dojdzie do ponownego osłabienia aktywności gospodarczej, według naszych szacunków do spadku PKB o 5,0% r/r. Przy takim założeniu w całym bieżącym roku PKB zmniejszy się o ok. 3,5 r/r.** Jednocześnie przebieg koniunktury gospodarczej na przełomie 2020 i 2021 r. jest obciążony wysoką niepewnością, w szczególności w kontekście ostatecznej skali i okresu obowiązywania restrykcji związanych z pandemią.
- W 2021 r. w bazowym scenariuszu prognozujemy powrót na ścieżkę wzrostu gospodarczego i wzrost PKB w całym roku o 3,8% r/r. Jednocześnie przypisujemy niskie prawdopodobieństwo scenariuszowi, w którym Polska gospodarka powróciłaby trwale do tempa wzrostu PKB obserwowanego w I. 2016 – 2019.

- Dla sektora energetyki taki scenariusz makroekonomiczny oznacza w krótkim terminie ograniczony potencjał do wzrostu przychodów z działalności związanej ze sprzedażą energii elektrycznej, co będzie oddziaływać negatywnie na rentowność branży.
- W kontekście warunków makroekonomicznych zdecydowanie najtrudniejsza sytuacja panować będzie w segmencie wydobywczym. Pandemia, m.in. poprzez spadek cen surowców kopalnych oraz ograniczenie popytu na nie, wzmocniła dotychczasowe strukturalne wyzwania stojące przed podmiotami branży. **Trudna sytuacja w górnictwie będzie z kolei negatywnie wpływać na wyniki sektora wytwarzania energii elektrycznej.**

Perspektywy – Polityka energetyczno-klimatyczna UE

Dalsze „zazielenianie” otoczenia regulacyjnego sektora

- W przypadku unijnej polityki energetyczno-klimatycznej praktycznie pewne jest jej dalsze „zazielenianie”, przy równoczesnym umieszczeniu jej celów w centrum mechanizmów służących odbudowie gospodarek europejskich po pandemii.
- Należy oczekiwać, że Europejski Zielony Ład będzie realizowany pomimo opóźnień związanych z koniecznością przygotowania właściwego instrumentarium wsparcia odbudowy europejskiej gospodarki. W marcu Komisja Europejska przyjęła projekt ustanawiający ramy na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej w 2050 ([COM\(2020\)0080](#)). Dokument jest obecnie dyskutowany na forum Rady Europejskiej oraz Parlamentu Europejskiego, gdzie wzbudza żywą dyskusję, niemniej znajduje silne poparcie polityczne w obu instytucjach. Zgodnie z [majową aktualizacją planu pracy KE](#), w IV kw. 2020 r. Komisja planuje przyjęcie strategii dla instalacji typu off-shore.
- 17 września 2020 r. KE zaprezentowała Komunikat pt. **Ambitniejszy cel klimatyczny Europy do 2030 r.** ([COM\(2020\)562](#)), który wskazuje nowy, wyższy cel obniżenia poziomu emisji gazów cieplarnianych o 55% (względem roku bazowego, tj. 1990) do 2030 r. (wobec dotychczasowych 40%). **Tak stawiany cel ma w ocenie KE pomóc w osiągnięciu neutralności klimatycznej UE w 2050 r.** Nowy ambitniejszy poziom redukcji emisji ma zostać osiągnięty poprzez m.in. działania na rzecz termomodernizacji budynków, efektywności energetycznej, zwiększenie wykorzystywania OZE w transporcie oraz obniżenie jego emisyjności.
- Ważnym dokumentem jest strategia dotycząca zwiększenia efektywności energetycznej budynków, którą opublikowano w połowie października 2020 r. ([COM\(2020\)662](#)). Jej wdrożenie (m.in. w obszarze dociepleń nieruchomości, zwiększenia skali oszczędności energetycznych) będzie oddziaływać na model działania sektora ciepłownictwa, zwłaszcza w dużych miastach. A poprzez powiązania wewnątrzgrupowe, także na zintegrowane przedsiębiorstwa energetyczne.
- Oczekiwane jest podtrzymanie „zielonego” kierunku także w obrębie tradycyjnych polityk unijnych („gospodarczych” i „innowacyjnych”). „Zazielenienie” gospodarki obok cyfrowej transformacji będzie też celem wspieranym w ramach Planu odbudowy dla Europy (Next Generation EU).

- W szczególności bieżąca legislacja unijna wskazuje preferowane rozwiązania dotyczące całej branży elektroenergetycznej.
- Po pierwsze, w obszarze wytwarzania energii elektrycznej pomoc będzie kierowana do źródeł produkcji energii o charakterze odnawialnym. W tym obszarze wsparcie będzie kierowane także na technologie związane z pozyskiwaniem, magazynowaniem i dystrybucją wodoru ([COM\(2020\)301](#)). Dokumenty unijne wskazują na jego wysoki potencjał w obniżeniu emisyjności sektora energetycznego i transportowego. Po drugie, KE podkreśla wysoki potencjał kogeneracji ([Rozporządzenie Delegowane KE 2019/826](#)). Po trzecie, promowane będą bardziej niskoemisyjne paliwa (np. biomasa).
- W obszarze przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej kontynuowana będzie integracja ogółu rynków energetycznych, a także wsparcie dla rozwoju jednolitego rynku w UE. Strategia na rzecz integracji systemów energetycznych ([COM\(2020\)299](#)) wskazuje, iż KE identyfikuje konieczność holistycznego podejścia do nośników energetycznych, infrastruktury oraz konsumpcji zasobów w różnych sektorach gospodarczych, ale także wdrażanie zasad gospodarki o cyklu zamkniętym czy „nowej” niskoemisyjnej mobilności. KE planuje dalej wspierać inwestycje w infrastrukturę energetyczną – liniową i punktową (poprzez m.in. instrument CEF).
- W obszarze handlu energią elektryczną podejmowane będą natomiast dalsze działania na rzecz zwiększenia konkurencyjności tego segmentu z korzyścią dla odbiorców końcowych. Towarzyszyć temu będą działania ograniczające potrzeby energetyczne odbiorców końcowych i użytkowników (np. zwiększenie efektywności energetycznej budynków).

Prawdopodobny dalszy wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ (EUA)

- W bazowym scenariuszu przyjęliśmy, iż w l. 2021–2025 cena uprawnień do emisji CO₂ (EUA) będzie kształtować się powyżej poziomu 30 EUR/EUA.
- Przyszłe ceny EUA determinować będzie unijna polityka energetyczno-klimatyczna, jak również implementujące ją rozwiązania wdrażane na poziomie krajowym. Przyjęliśmy, iż ostateczny cel redukcji emisyjności całej unijnej gospodarki będzie wynosił 55% (wobec roku bazowego 1990) do 2030 r., tj. zgodnie z wrześniową deklaracją Komisji Europejskiej ([COM\(2020\)563](#)). W ocenie KE, taki poziom redukcji umożliwi osiągnięcie celu neutralności klimatycznej całej UE do 2050 r. ([SWD/2020/176](#)). Wydaje się on być także politycznie akceptowalny przez większość członków Rady Europejskiej (choć dotychczas nie poparły go Czechy, Polska i Węgry) oraz Parlament Europejski.
- Od 2021 r. rozpocznie się IV faza mechanizmu EU ETS, podstawowego mechanizmu ograniczania emisji CO₂ przez instalacje energetyczne i przemysłowe. Będzie ona trwała do końca 2030 r., przy czym szereg jej bieżących założeń może podlegać modyfikacji w l. 2024–25, z uwagi na jej „śródkresowy” przegląd. Wśród aktualnych (wg stanu prawnego na koniec października 2020 r.) założeń wdrożeniowych IV fazy, należy wyróżnić przede wszystkim: – podwyższony tzw. współczynnik rocznej liniowej redukcji EUA (tzw. LRF), który wzrośnie z dotychczasowych 1,7% do 2,2%. W perspektywie po 2026 r. zostanie on zapewne jeszcze podwyższony, aby osiągnąć założone poziomy ograniczanie emisji (tj. 55% – zgodnie ze scenariuszem bazowym); – zwiększony transfer EUA do Mechanizmu Rezerwy Systemowej (MSR – Market Stability Reserve), który w l.

2021-23 wyniesie 24%. Współczynnik ten zostanie obniżony do 12% od 2024 r.;
- ograniczenie bezpłatnych praw do alokacji EUA dla sektora ciepłowniczego,
 (sukcesywny coroczny spadek alokacji); **- istotne ograniczenie bezpłatnych**
praw do alokacji EUA dla sektora energetyki zawodowej w ramach
instrumentu o którym jest mowa w art. 10c. Po 2021 r. tylko Bułgaria, Węgry i
 Rumunia będą kontynuować dotychczasowy schemat wsparcia dla
 elektroenergetyki. Polska, która wspierała wytwórców korzystając z tzw.
 Krajowego Planu Inwestycyjnego, nie wystąpiła o jego przedłużenie.

- Nie zakładamy, by przed 2025 r. nastąpiły istotne zmiany w ramach funkcjonowania systemu EU ETS np. wprowadzenie faktycznej minimalnej ceny dla EUA (tzw. carbon price floor). Niemniej szereg państw UE postuluje wprowadzenie mechanizmu z wyznaczeniem ceny minimalnej, co KE dotychczas jednoznacznie odrzucała.

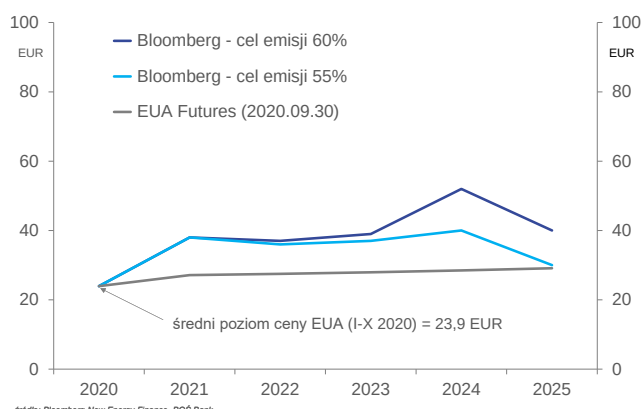
- Szereg instytucji prognozujących ceny praw do emisji CO₂ (EUA) przyjmuje jako bazowy scenariusz cel redukcji emisyjności unijnej gospodarki na poziomie 55% w 2050 r.** Należą do nich: Bloomberg New Energy Finance, Refinitiv – Thomson Reuters czy Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami (CAKE-KOBIZE). Ich **prognozy cen EUA do 2025 r. mieszczą się w przedziale 25 – 40 EUR.**

- W I. 2021-23 prognozowany jest relatywny stabilny poziom cen – bliższy 25 EUR/EUA w przypadku modeli Refinitiv – Thomson Reuters oraz bliższy 40 EUR/EUA – w przypadku modeli Bloomberg New Energy Finance. W 2024 r. Bloomberg w swoim scenariuszu prognozuje wzrost cen, a następnie ich spadek w 2025 r. Spadek w 2025 r. jest tłumaczony przez oczekiwane: - zmianę skali wykorzystania Mechanizmu Rezerwy Systemowej (MSR), co oznacza zwiększoną ich podaż na rynku; - wzrost udziału OZE w wytwarzaniu energii elektrycznej; - niższą „ogólną” emisję CO₂ gospodarek unijnych.

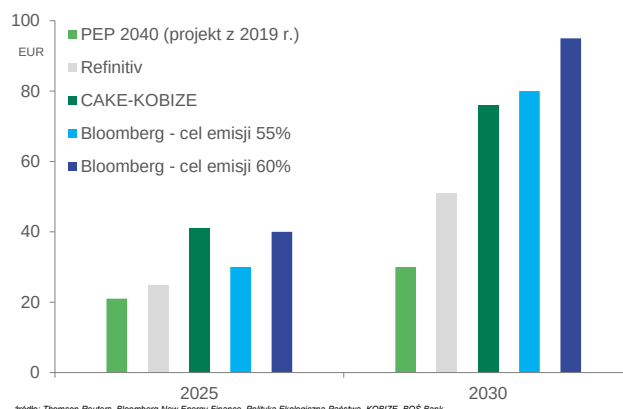
- Średnia dla powyższych prognoz cen (Bloomberg, Refinitiv, CAKE-KOBIZE) w 2025 r. wynosi ok. 32 EUR.** Jest to poziom zauważalnie wyższy niż założono w projekcie PEP 2040, który zaprezentowano w 2019 r. (nieco ponad 20 EUR).

- Projekcje cen EUA do 2030 r. przy założeniu scenariusza z 55% redukcją emisji (do 2030 r.) mieszczą się w przedziale od 52 EUR/EUA do 80 EUR/EUA.** Średnia wartość kwotowań EUA dla 2030 r. (Bloomberg, Refinitiv, CAKE-KOBIZE) wynosi ok. 69 EUR.

Prognozy kształtowania się cen uprawnień do emisji CO₂ (EUA) do 2025 r.



Prognoza kształtowania się cen uprawnień do emisji CO₂ (EUA) w 2025 i 2030 r.



- Według założeń ośrodków prognostycznych na kształtowanie się cen EUA po 2025 r. wpłynię przede wszystkim: – dalsze podwyższenie tzw. współczynnika rocznej liniowej redukcji EUA (LRF), który może wzrosnąć do 4-5%; – ograniczenie bezpłatnych alokacji dla sektora transportu lotniczego; – objęcie sektora transportu lądowego koniecznością redukcji emisyjności; – wzrost kosztów transformacji jednostek wytwórczych działających w wysoce emisyjnym miksie paliwowo-technologicznym; – reforma systemu non-ETS (rozporządzenie ESR).
- Biorąc pod uwagę alternatywne scenariusze cen należy odnotować głosy domagające się podwyższenia celu redukcji gazów cieplarnianych do poziomu co najmniej 60% do 2030 r. względem 1990 r. (zwłaszcza w Parlamencie Europejskim oraz wśród pojedynczych Państw Członkowskich UE). W takim scenariuszu, wg Bloomberg New Energy Finance, cena EUA mogłaby wzrosnąć w 2030 r. do ponad 90 EUR/EUA.
- **Generalnie, jeśli ścieżka kształtowania się cen uprawnień do emisji CO₂ zakładana w bazowym scenariuszu zmaterializuje się, będzie to generować wyższe koszty operacyjne dla przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną, które bazują na wysoce emisyjnym miksie technologiczno-paliwowym, a także dla przedsiębiorstw z sektora energochłonnego. Będzie to czynnik determinujący przyspieszenie zmiany miksu paliwowo-technologicznego przez zintegrowane grupy energetyczne, a także zmiany samej organizacji sektora.**

Perspektywa istotnej zmiany w miksie paliwowo-technologicznym

- **W średnim i długim (tj. poza 2030 r.) okresie krajowy sektor elektroenergetyki podlegać będzie ewolucji, aby osiągnąć planowany miks wytwórczy (paliwowo-technologiczny), zgodnie z ostatecznymi założeniami Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. (w chwili obecnej dokument nie został jeszcze przyjęty przez Radę Ministrów). Na kierunki zmian będą oddziaływać obowiązujące unijne cele emisyjne do 2030 r., a także oczekiwane rozpoczęcie transformacji krajowej gospodarki w kierunku neutralności emisyjnej (do 2050 r.).**
- Oznacza to co do zasady: – **zmniejszenie udziału energii elektrycznej wytwarzanej z paliw kopalnych** (zwłaszcza węgla brunatnego oraz w mniejszym zakresie węgla kamiennego); – **wzrost udziału energii elektrycznej produkowanej w elektrowniach systemowych z gazu** (zwłaszcza z wykorzystaniem turbin OCGT, przy czym traktujemy je jako „technologie przejściową” o ograniczonym horyzoncie działania), – **wzrost produkcji pochodzącej z technologii odnawialnych** (zwłaszcza w obszarze fotowoltaiki, morskich elektrowni wiatrowych oraz biomasy), – **rozwój sektora magazynowania energii elektrycznej**, – uruchomienie energetyki jądrowej.
- Zwiększenie zdolności Krajowego Systemu Elektroenergetycznego do magazynowania będzie wpływać stabilizująco na rynek energii i umożliwi dalszy wzrost udziału produkcji z OZE (w perspektywie do 2030 r.).
- **Zakładamy, iż energetyka jądrowa będzie bezpośrednio rozwijana przez rząd, co odciąży bilanse grup energetycznych.**

Istotne potrzeby inwestycyjne – źródła finansowania

- Zgodnie z zaktualizowanymi szacunkami projektu Polityki Energetycznej Państwa 2040 (opublikowanymi we wrześniu 2020 r.), koszty transformacji miksu paliwowo-technologicznego wytwarzania energii elektrycznej oraz ograniczenia emisyjności pozostałych sektorów gospodarczych szacowane są na ok. 200 mld zł w perspektywie do 2030 r.
- W scenariuszu bazowym na l. 2021-30 oczekujemy istotnego wzrostu aktywności inwestycyjnej w ramach całego sektora energetycznego, zwłaszcza w obszarze produkcji energii elektrycznej z OZE. Grupy energetyczne będą inwestować zwłaszcza w morskie farmy wiatrowe, fotowoltaikę, a także rozwijać kogenerację. Inwestycje będą też dotyczyły sieci dystrybucji energii elektrycznej (m.in. dalszy rozwój przyłączy OZE).
- Istotnym źródłem finansowania inwestycji w sektorze energetyki będą unijne programy wsparcia transformacji energetycznej, wspierające osiągnięcie neutralności klimatycznej w perspektywie do 2050 r.
- Po pierwsze, źródłem finansowania będą „klasyczne” fundusze unijne. Na poziomie unijnym **w ramach nowych Wieloletnich Ram Finansowych** (na lata 2021-2027) **oraz w ramach mechanizmu odbudowy europejskich gospodarek po epidemii COVID-19** (Next Generation EU), **30% łącznych wydatków będzie przeznaczonych na działania dotyczące klimatu.**
- W szczególności środki dostępne w ramach Instrumentu na Rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności (RFF), tj. elementu Next Generation EU, **będą wykorzystywane na rzecz transformacji sektora elektroenergetycznego.** Wsparcie z tego źródła można będzie przeznaczyć na m.in. projekty w obszarze infrastruktury przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej, innowacje, czy OZE. **Z RFF na przedsięwzięcia z szeroko rozumianej transformacji energetycznej** (zarówno sektora elektroenergetycznego, jak również pozostałych sektorów gospodarczych, w tym transportu czy rolnictwa) **w l. 2021-22 Polska może uzyskać blisko 18,9 mld EUR** (tj. 70% wartości alokacji dostępnej dla kraju w ramach RFF). Aby skorzystać z tych środków konieczne będzie przedstawienie wysoce zaawansowanych projektów inwestycyjnych, co powinno premiować sektor elektroenergetyczny.
- **Równolegle, w ramach Nowego Zielonego Ładu,** istotnym elementem finansowania transformacji systemów społeczno-gospodarczych państw członkowskich UE, będzie **Mechanizm Sprawiedliwej Transformacji** (Just Transformation Mechanism). Jednym z trzech filarów Mechanizmu będzie **Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji (Just Transformation Fund – JTF), który ma kompleksowo wspierać państwa członkowskie prowadzące działania związane z transformacją energetyczną** (zarówno obniżeniem emisyjności sektora elektroenergetycznego poprzez transformację miksu wytwórczego, jak również działania na rzecz ograniczenia energochłonności pozostałych sektorów produkcyjnych) oraz gospodarczą przemianą regionów silnie uzależnionych od wydobywania lub przetwarzania kopalnych nośników energetycznych. Budżet tego mechanizmu podczas lipcowej Rady Europejskiej (17-21 lipca 2020 r.) został zmniejszony do ok. 17,5 mld EUR (z ok. 40 mld EUR). Warunkiem skorzystania ze środków Funduszu **jest uznanie przez państwo celu neutralności klimatycznej UE.**

- **W ramach tzw. Funduszu Sprawiedliwej Transformacji Polska może pozyskać do 3,5 mld EUR (w formie zwrotnej i bezzwrotnej).** Współfinansowanie dotyczy m.in. efektywności energetycznej czy rozwoju i transformacji gospodarczej tzw. regionów węglowych, co oznacza, że tylko część tej kwoty będzie możliwa do bezpośredniego wykorzystania przez sektor elektroenergetyczny (m.in. działania ostonowe dla pracowników sektora wydobywczego, wsparcie rozwoju technologii OZE).
- Środki dla sektora energetycznego będą także dostępne m.in. w ramach programu NER300 oraz jego następcy od 2021 r., tj. Funduszu Innowacyjności. Celem obu instrumentów jest wspieranie nowoczesnych technologii w dziedzinie OZE, magazynowania energii, czy wyłapywanie i przechowywanie CO₂ (Carbon Storage and Capture – CCS). Przy czym program ten zakłada konkursowe wyłanianie wspieranych projektów i inwestycji, a zatem bez systemu „kopert narodowych”, gwarantujących pewien minimalny udział środków skierowanych do danego Państwa Członkowskiego UE.
- **Dodatkowo w ramach unijnego Funduszu Modernizacji** (zasilanego przez sprzedaż 2% praw do emisji UEA dla okresu 2021–30), którego łączna wartość jest szacowana na l. 2021–30 na ok. 25 mld EUR (uwzględniając bieżącą wycenę EUA), **Polska będzie mogła pozyskać od ok. 2 do 4,8 mld EUR do końca 2030 r.** Środki z ww. funduszu będą mogły być wydatkowane na działania dotyczące m.in. efektywności energetycznej (w budownictwie, rolnictwie i transporcie), rozwoju wytwarzania energii z OZE czy modernizacji sieci przesyłowych i dystrybucyjnych energii elektrycznej. W jego ramach wspierane będzie także rozwój kogeneracji, a także infrastruktury niezbędnej dla ciepła systemowego.
- Obecnie nie jest możliwe precyzyjne oszacowanie wartości dostępnych środków dla sektora elektroenergetyki w ramach środków unijnych. Szereg programów zakłada konkursową formę wyboru beneficjentów (m.in. NER3000 czy Fundusz Innowacji), część w dalszym ciągu nie została opracowana (m.in. w Polsce – Krajowe Programy Operacyjne na l. 2021–27). **Przy bardzo optymistycznych szacunkach można zakładać, iż łącznie na transformację szeroko pojętego sektora energii** (a zatem nie tylko elektroenergetyki zawodowej, tj. zintegrowanych grup energetycznych) **w Polsce będzie można pozyskać około 15–21 mld EUR (uwzględniając instrumenty zwrotne i bezzwrotne).** W tej kwocie zawarte są działania w obszarze tzw. sprawiedliwej transformacji regionów górniczych, rozwój OZE, rozbudowa i unowocześnienie infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej, a także – działania inwestycyjne w obszarze efektywności energetycznej (przeznaczone zarówno dla gospodarstw domowych, spółdzielni mieszkaniowych czy przedsiębiorstw, a także instytucji publicznych).
- **Poza środkami unijnymi źródłem finansowania transformacji elektroenergetyki będą krajowe środki publiczne, finansowanie z Polskiego Funduszu Rozwoju, emisje długu grup energetycznych w kraju i za granicą, jak i środki sektora bankowego – zarówno krajowego, jak i zagranicznego, w tym Europejskiego Banku Inwestycyjnego.**

Perspektywy – poszczególne segmenty branży

Segment wydobywana paliw kopalnych

- W perspektywie I. 2020-25 grupy energetyczne będą musiały dokonać restrukturyzacji posiadanych aktywów wydobywczych (zarówno w ramach poszczególnych grup energetycznych, jak również pośrednio – poprzez udział w Polskiej Grupie Górniczej). Konkurencyjność krajowego surowca, w świetle uwarunkowań krajowych (m.in. niepełna alokacja kosztów zewnętrznych, trudność uruchomienia nowych złóż z uwagi na protesty społeczne), unijnych (m.in. Europejski Zielony Ład), rynkowych (m.in. możliwość importu tańszego surowca, krajowy produkt nie w pełni odpowiadający potrzebom odbiorców) oraz technologicznych (m.in. głębokość pokładów węgla, transformacja technologiczno-paliwowa w sektorze ciepłownictwa), wydaje się w sposób stały obniżona. Wymusza to przeprowadzenie restrukturyzacji kopalni (w tym zamknięcia niektórych spośród nich), a także dostosowanie wielkości produkcji surowca do faktycznych potrzeb grup energetycznych.

- Pierwsze działania w tym obszarze zostały już podjęte. **Podpisanie przez Rząd oraz przedstawicieli Związków Zawodowych we wrześniu 2020 r. porozumienie zakłada wygaszanie wydobywania w kopalniach (ruchach) należących do PGG do 2049 r.** Dokument zawiera także zapisy dotyczące konieczności wprowadzenia nowych instrumentów wsparcia przedsiębiorstw wydobywczych (bieżące utrzymanie płynności, zwiększenie konkurencji cenowej krajowego surowca dla odbiorców). **Przy czym wprowadzenie dodatkowej pomocy publicznej dla PGG będzie wymagało notyfikacji w KE.** W obecnym stanie prawnym wydaje się prawdopodobne, iż możliwa jest akceptacja dla rozwiązań związanych z zamykaniem działalności wydobywczej, rekultywacją terenów oraz przekwalifikowaniem pracowników sektora. Źródłem ryzyka pozostaje jednak odległa data (2050 r., tj. rok osiągnięcia neutralności klimatycznej przez UE) oraz finansowanie kosztów operacyjnych przedsiębiorstw wydobywczych (tj. subsydiowanie produkcji).

- W scenariuszu bazowym zakładamy, iż wygaszenie aktywności nierentownych kopalń (lub ich części) PGG nastąpi w latach 2025–30. Powinno to umożliwić zachowanie konkurencyjności przez wybrane zakłady wydobywcze, które dzisiaj są rentowne (m.in. ROW).

Segment wytwórczy

- Segment wytwórczy będzie skoncentrowany na przedsięwzięciach inwestycyjnych, których celem będzie modernizacja posiadanych jednostek wytwórczych do unijnych standardów emisji lub budowy nowych mocy ich spełniających (tj. z emisyjnością poniżej 550 gCO₂/kWh). Przy założeniu dalszego wzrostu cen emisji CO₂ (EUA), przedsiębiorstwa będą inwestowały w OZE, rozwijać kogenerację, a także transformować posiadane aktywa węglowe na inne paliwa (w średnim terminie zakładamy, iż głównym „nowym” paliwem będzie gaz).

- Równocześnie poszczególne grupy energetyczne będą odczuwać rosnącą presję konkurencyjną ze strony dotychczasowych i nowych producentów energii elektrycznej. Po pierwsze, rozwój w ramach bieżącej oraz przyszłej perspektywy finansowej działań na rzecz OZE wesprze zwiększanie roli prosumentów w KSE. Po drugie, wzrośnie aktywność elektrowni przemysłowych

(w związku z niekorzystnym kształtowaniem się cen energii elektrycznej). Wreszcie wysoce prawdopodobny jest w średnim terminie dalszy wzrost importu energii elektrycznej. Będzie to wynikało zarówno z rosnących potrzeb energetycznych krajowej gospodarki, jak również jej konkurencyjności cenowej.

- **Wsparcie ze środków unijnych** (zarówno Krajowych jak i Regionalnych Programów Operacyjnych, jak również instrumentów wdrażanych centralnie, ale także w ramach Nowego Zielonego Ładu) **będzie finansować rozwój OZE, transformację jednostek wytwórczych z paliw węglowych na gazowe (w ograniczonym zakresie), a także wykorzystanie biomasy.** Co do zasady ze środków unijnych nie jest możliwe finansowanie energetyki atomowej, a także budowy nowych (węglowych) mocy wytwórczych (tylko ich ew. transformację na inne paliwa).

- **W 2021 r. rozpoczną się pierwsze rozliczenia finansowe w ramach tzw. rynku mocy.** Oznacza to dodatkowe przepływy finansowe na rzecz zintegrowanych grup elektroenergetycznych (m.in. PGE, Tauron, ENEA, Energa/PKN Orlen, PGNiG) z tytułu stabilizowania dostaw energii elektrycznej w ramach KSE. Te przychody podtrzymają konkurencyjność kosztową jednostek wytwórczych zasilanych węglem.

- W latach 2020-21 kilka jednostek wytwórczych, należących do sektora energetyki zawodowej zostanie całkowicie wyłączone (z uwagi na niespełnianie norm emisji wskazanych w tzw. pakiecie zimowym z 2019 r., tj. 550 gCO₂/kWh) lub też podlegać będzie modernizacji (i zmniejszyć produkcję). Będzie to podtrzymywało dotychczasową skalę importu energii do Polski.

- Trwająca obecnie rewolucja technologiczna może także przyczynić się do zmiany posiadanych aktywów wytwórczych. Należy oczekiwać, iż zgodnie z dotychczasowymi doświadczeniami, koszt uruchomienia i eksploatacji niektórych technologii odnawialnych będzie się zmniejszał. Przykładowo wg raportów Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems między 2013 a 2018 r. udało się obniżyć koszt wytworzenia energii elektrycznej z nowobudowanych elektrowni słonecznych z ok. 78 EUR/MWh do ok. 37 EUR/MWh (oszczędności są pochodną zmian technologicznych oraz regulacyjnych). W tym samym okresie koszt dla elektrowni zasilanych węglem brunatnym wzrósł z ok. 38 EUR/MWh do ok. 46 EUR/MWh (zmiana wynikająca przede wszystkim z otoczenia regulacyjnego).

Segment przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej

- W scenariuszu bazowym zakładamy względnie stabilne otoczenie regulacyjne i konkurencyjne sektora przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej.

- Zakładamy, iż do 2025 r. wdrożonych zostanie szereg rozwiązanych wskazanych w projekcie PEP 2040. Będzie to przede wszystkim: - **smart grid** (inteligentne sieci, tj. zarówno komponent infrastrukturalny i punktowy w postaci inteligentnych liczników energii elektrycznej); - **wdrożenie cyfrowego systemu łączności w sieci OSDe**; - **faktyczne wprowadzenie na rynek dynamicznych taryf.** To rozwiązanie mimo, iż jest bezpośrednio powiązane z sektorem obrotu (handlu) energią elektryczną doprowadzi do bardziej zrównoważonego wykorzystywania sieci dystrybucyjnej i przesyłowej.

- **Zakładamy, iż ten sektor charakteryzować się będzie (podobnie jak dotychczas) najwyższą rentownością.** Na co składać się będzie utrzymanie

dotychczasowej oligopolistycznej struktury rynku, polityka regulacyjna URE, a także dostępność taniego finansowania ze środków unijnych.

Segment obrotu (handlu) energią elektryczną

- **W scenariuszu bazowym zakładamy dalszy wzrost konkurencji w ramach sektora obrotu (handlu) energią elektryczną.** Będzie to spowodowane pojawieniem się (w większym niż dotychczas zakresie) zagranicznych przedsiębiorstw obrotu, krajowych klastrów energii, dużych odbiorców przemysłowych (posiadających własne moce wytwórcze) oraz prosumentów i tzw. energetyki rozproszonej. Będzie to także pośrednim efektem rozwoju sieci dystrybucyjnych i przesyłowych, pojawienia się inteligentnych mierników energii oraz rozwoju *smart grid* w Polsce.

- Zakładamy, iż do 2025 r. zostanie wdrożonych szereg projektów wskazanych w planowanej Polityce Energetycznej Polski do 2040 r. (wersja dokumentu z dnia 08.11.2019). Szczególnie ważne dla sektora obrotu jest infrastruktura typu *smart grid*, co oznaczać będzie możliwość zaoferowania systemu taryf dynamicznych dla ogółu klientów (rynek detaliczny i przemysłowy). Przyczyni się to do „wypłasczenia” dobowego zapotrzebowania na energię elektryczną, a tym samym wesprze równoważenie popytu i podaży. System taryf dynamicznych to potencjalne nowe źródło przychodów dla sektora, który zmaga się z wysoką wewnętrzną konkurencją oraz relatywnie niską rentownością. Przy czym rozwój infrastruktury typu *smart grid* będzie także platformą, która zwiększy konkurencję w tym segmencie sektora krajowej elektroenergetyki.

- Towarzyszyć będzie temu także ograniczona możliwość przeniesienia wzrastających kosztów produkcji energii elektrycznej na odbiorców indywidualnych (których taryfa podlega zatwierdzeniu przez Prezesa URE), co ograniczać będzie rentowność tego sektora. Zmuszony będzie zatem poszukiwać nowych źródeł przychodów. Poza rozwojem „bundling’u” i pakietowania usług energetycznych (np. dostarczanie gazu, usługi telekomunikacyjne i finansowe), w dłuższym okresie należy oczekiwać rozwoju nowych taryf (faktyczny system taryf dynamicznych) oraz zwiększenie skali tzw. usług redukcji mocy (DSR). Przy czym zakładamy, iż będzie postępowała dalsza segmentacja rynku obrotu energią elektryczną, związana zarówno ze specjalizacją (np. przedsiębiorstwa), jak również skalą i komplementarnością ofert rynkowych.

Struktura rynku – polityka właścicielska Skarbu Państwa

- **W krótkim i średnim terminie należy oczekiwać, iż dojdzie do zmian w strukturze organizacyjnej sektora elektroenergetycznego.** Będzie to efekt rządowej polityki tworzenia „narodowych czempionów”: PKN Orlen przejął kontrolę nad GK Energa, uzyskał zgodę Dyrekcji Generalnej ds. Konkurencji KE na przejęcie kontroli nad GK Lotos oraz podpisał list intencyjny ze Skarbem Państwa ws. procesu koncentracji w odniesieniu do GK PGNiG. Tym samym powstaje pierwszy „multi-energetyczny” koncern Skarbu Państwa.

- **W scenariuszu bazowym można oczekiwać, iż węglowe aktywa wydobywcze** (kopalnie należące dotychczas do PGG, PGE, Tauron) **oraz wytwórcze, zostaną przejęte przez jeden koncern energetyczny**, który będzie równocześnie pełnił rolę stabilizatora KSE. Jednocześnie nie można wykluczyć, że aktywa wytwórcze niskoemisyjne (OZE, ciepłownictwo, jednostki bazujące na

biomasie i gazie ziemnym), dystrybucyjne i handlowe zostaną skoncentrowane w GK Orlen oraz jeszcze jednej grupie energetycznej (zero- i nisko-emisyjne aktywa wytwórcze z PGE, Tauron oraz ENEA).

Czynniki ryzyka

- **Źródłem niepewności w krótkim terminie jest sposób w jaki światowa oraz krajowa gospodarka będą reagować na dalsze rozprzestrzenienie się koronawirusa.** Ryzyko to dotyczy wszystkich segmentów krajowego rynku elektroenergetycznego – produkcji energii elektrycznej (a zatem pośrednio – zapotrzebowania na węgiel oraz pozostałe nośniki energetyczne obecne w krajowym miksie paliwowo-technologicznym), dystrybucji oraz sprzedaży (bezpośrednie przeniesienie zmian popytu wśród odbiorców indywidualnych oraz przemysłowych i biznesowych, jak również „zatorów płatniczych”).

- **Głównym czynnikiem ryzyka regulacyjnego dla sektora pozostaje unijna polityka energetyczno-klimatyczna.** Jej założenia oznaczają znaczące wyzwania dla dużych spółek wytwórczych w Polsce, które bazują na paliwach kopalnych. Koniec I kw. 2020 r. przyniósł potwierdzenie dotychczas przyjętego planu KE na rzecz utworzenie z UE obszaru neutralnego pod względem emisji do 2050 r. Oznacza to konieczność zapewnienia skutecznej transformacji dotychczasowego miksu wytwórczego (paliwowo-technologicznego) grup energetycznych celem obniżenia jego emisyjności.

- **Ryzykiem dla segmentu wytwórczego będzie w sposób szczególny polityka energetyczna Unii Europejskiej, która przekłada się na politykę kredytową unijnych instytucji finansowych (EBI) oraz coraz większej liczby instytucji prywatnych.** Oznacza to ryzyko ograniczenia możliwości finansowania na rynku komercyjnym działalności inwestycyjnej związanej z rozwojem zarówno wydobywania surowców, a także finansowania projektów wytwórczych (zwłaszcza w obliczu zaprzestania wspierania przez EBI projektów o emisyjności powyżej 250 gCO₂/kWh). **Pozyskanie finansowania niezbędnego dla utrzymania dotychczasowych mocy wytwórczych jest zatem silnie uzależnione od finansowania w ramach rynku mocy.**

- Ryzykiem dla segmentu wytwórczego, a częściowo także handlowego, jest bieżąca struktura mocy wytwórczych. Stanowi ona duże zagrożenie dla możliwości przeniesienia rosnących kosztów pozyskania i wykorzystania węgla kamiennego oraz brunatnego na rzecz odbiorców energii elektrycznej. Wynika to z mechanizmów kształtowania cen energii elektrycznej, które uwzględniają m.in. ceny praw do emisji CO₂ (EUA). Większość krajowych producentów jest narażona na ryzyka związane z korzystaniem z mocy wytwórczych bazujących na węglu kamiennym lub brunatnym.

- **Ryzykiem dotyczącym segmentu dystrybucyjnego oraz handlowego jest polityka taryfowa prowadzona przez URE.** W ciągu ostatnich lat regulator dość niechętnie akceptował wzrosty obciążeń dla grup chronionych wśród odbiorców ostatecznych (klientów indywidualnych). Problematyczna sytuacja może dotyczyć także taryf dystrybucyjnych, które także podlegają jurysdykcji prezesa URE. Zwłaszcza, iż grupy energetyczne posiadają wśród swoich aktywów także podmioty wytwarzające ciepło systemowe, którego cena także jest silnie regulowana przez państwo.

- **Źródłem ryzyka dla działalności operacyjnej grup energetycznych jest zapowiadana zmiana sposobu organizacji grup energetycznych, które należą do Skarbu Państwa.** O ile ewentualne wydzielenie aktywów wydobywczych należy oceniać pozytywnie, o tyle temu procesowi towarzyszy szereg ryzyk. Dotyczą one m.in. wyceny poszczególnych aktywów, ich sprawnego przeniesienia, połączenia pozostałych spółek. Przeprowadzenie tej operacji nie znajduje dotychczas odzwierciedlenia w rządowych dokumentach dotyczących elektroenergetyki.

- **Czynnikiem ryzyka pozostaje udział grup elektroenergetycznych w restrukturyzacji sektora wydobywania węgla kamiennego i brunatnego w Polsce.** Rentowność podmiotów sektora (zarówno należących bezpośrednio do grup energetycznych, pozostałych spółek Skarbu Państwa, jak również podmiotów prywatnych) wyraźnie się obniżyła. Nie jest to jedynie związane z bezpośrednim wpływem pandemii, ale zwłaszcza: krajowych warunków wydobywczych (i powiązanych z tym kosztów), konkurencyjności krajowego surowca czy wreszcie oferty produktowej. Zwłaszcza, iż podpisane we wrześniu 2019 r. porozumienie dotyczące wsparcia przedsiębiorstw wydobywczych w ramach PGG jest zależne od pozytywnej notyfikacji nowej pomocy publicznej przez KE. Szereg zapisów ww. umowy także stanowi znaczne obciążenie dla samej PGG (a także jej akcjonariusz), jak np. gwarancje zatrudnienia, mechanizm subsydiowania bieżącej produkcji czy pakiet „outplacement’owy”.

- Ponadto samo porozumienie warunkuje także wprowadzenie zmian do projektu Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. Co oznacza dalsze opóźnienie w przyjęciu tego dokumentu, który znajduje się w „zawieszeniu” od prawie 3 lat. Postulowane przez Związki Zawodowe zmiany dotyczą m.in. uwzględnienia dalszego wsparcia dla sektora wydobywania węgla w Polsce, a także wydłużenie okresu dominacji w krajowym miksie paliwowo-technologicznych węgla kamiennego i brunatnego, co jest niezgodne z zapisami Europejskiego Zielonego Ładu.

- Wreszcie dodatkowym zagrożeniem dla wycen giełdowych grup energetycznych są posiadane przez nie aktywa wydobywcze (w obszarze wydobywania węgla kamiennego oraz brunatnego), udziały w spółce PGG, a także konwencjonalne aktywa wytwórcze niespełniające unijnych norm emisji. Może to także wpływać na obniżenie ocen spółek przez agencje ratingowe.

- **Wyzwaniem będzie także uruchomienie energetyki atomowej w Polsce z uwagi na koszty budowy, a także braki kompetencyjne. Zakładamy, iż ostatecznie ryzyka związane z tym projektem (m.in. finansowe, operacyjne) zostaną przeniesione na władze publiczne, które realizować będą te działania w formule SPV.** W październiku 2020 r. Skarb Państwa i dotychczasowi właściciele spółki PGE EJ 1, tj. PGE, Tauron, KGHM i ENEA, podpisali list intencyjny nt. sprzedaży udziałów w liderze krajowego projektu energetyki jądrowej. Realizacja tej transakcji powinna zakończyć się do końca 2020 r. pod warunkiem uzyskania kompletu zgód korporacyjnych (PGE, Tauron, KGHM i ENEA mają status spółek notowanych na rynku regulowanym).

Szanse

- Sektor elektroenergetyki konwencjonalnej będzie mógł sięgnąć po nowe instrumenty finansowe i źródła kapitału celem transformacji dotychczasowego miksu wytwórczego (paliwowo-technologicznego).
- Dodatkowym wsparciem dla niektórych przedsiębiorstw wytwórczych będą posiadanie przez nie jednostki kogeneracyjne (w obszarze ciepłownictwa) lub zdolność do świadczenia usług typu utility dla aglomeracji miejskich. Korzystnie powinna dalej kształtować się polityka publiczna (zarówno rządowa, jak również programy unijne) wspierająca rozwój wysoce-sprawnej kogeneracji.
- Wsparciem dla sektora dystrybucji i przesyłu energii elektrycznej będzie **polityka elektro-mobilności**. Rozwój tej usługi zwiększy zapotrzebowanie na dostarczanie i magazynowanie energii elektrycznej. Powinno to stabilizować przychody tych podmiotów. Niemniej rozwój elektro-mobilności będzie wymuszać także prowadzenie inwestycji przez grupy energetyczne.
- Szansą dla grup energetycznych w Polsce będzie ewentualne **wyodrębnienie spółek wydobywczych oraz przeniesienie ich do nowej spółki Skarbu Państwa**. Zakończyłoby to presję na wyniki poszczególnych grup z tytułu konieczności uczestniczenia w restrukturyzacji górnictwa węgla w Polsce.

Załącznik – wskaźniki finansowe – PKD 35.1 – dane roczne

Wskaźnik		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Zmiana r/r przychodów ogółem	%	12,6	3,5	-0,1	-2,4	0,1	6,4	-11,3	2,2	17,2
Zmiana r/r przychodów ze sprzedaży	%	5,3	6,3	-7,9	0,0	1,1	-5,0	6,1	2,7	5,2
Wskaźnik poziomu kosztów	%	87,7	91,4	89,9	87,1	99,1	94,1	90,0	95,5	94,7
Stopa zysku brutto	%	12,2	8,6	10,0	12,8	0,9	5,9	9,9	4,4	5,2
Stopa zysku netto	%	10,4	7,2	8,7	11,3	0,6	5,0	8,9	3,5	4,5
Zyskowność sprzedaży	%	9,4	9,9	9,1	8,9	3,0	6,8	8,6	6,3	5,9
ROA	%	6,9	4,7	5,4	6,5	0,4	2,9	4,4	1,7	2,3
ROE	%	9,7	6,6	7,7	9,8	0,5	5,0	7,4	2,9	4,2
Wskaźnik płynności (CR)	-	2,0	1,8	1,7	1,7	1,4	1,4	1,3	1,1	1,2
Wskaźnik podw. płynności (QR)	-	1,8	1,5	1,4	1,5	1,2	1,2	1,2	1,0	1,0
Rotacja zapasów	dni	13,6	15,9	14,3	19,4	17,2	12,2	12,8	17,1	19,5
Cykl należności	dni	32,0	33,6	33,2	37,1	36,1	34,3	41,6	42,2	38,2
Współczynnik długu	%	29,0	29,0	29,0	34,0	38,0	41,0	40,0	42,0	44,0
Nakłady inwestycyjne	mld zł	11,4	12,5	13,1	16,5	21,3	17,8	15,1	14,7	16,1
Udział inwestycji w nadw. finans.	%	50,0	64,0	59,0	51,0	108,0	98,0	64,0	93,0	82,0
Wydajność pracy	mln zł/os.	1,5	1,7	1,8	1,8	2,0	2,2	2,1	2,1	2,4

Rozkład decylowy wybranych wskaźników finansowych (2019)

Wskaźnik		D1	D2	D3	D4	D5	D6	D7	D8	D9
Przychody ogółem	mld zł	5,2	8,3	14,1	30,6	49,3	171,3	507,1	1 423,5	5 673,7
Przychody ze sprzedaży	mld zł	0,3	1,6	3,4	5,7	9,3	17,2	37,1	274,1	1 258,5
Wskaźnik poziomu kosztów	%	80,3	87,9	90,8	95,9	97,6	99,0	100,7	104,2	155,4
Stopa zysku brutto	%	-53,5	-4,2	-0,7	1,0	2,4	4,1	9,2	12,1	19,7
Stopa zysku netto	%	-53,5	-4,2	-0,7	0,4	1,9	3,6	7,6	10,4	16,3
Zyskowność sprzedaży	%	-22,9	-6,4	-2,3	0,4	2,0	4,3	5,9	11,1	24,6
ROA	%	-13,5	-3,6	-0,5	1,0	2,9	4,1	5,1	7,7	11,4
ROE	%	b.d.	-37,0	-3,0	1,6	5,1	6,8	11,5	22,5	37,7
Wskaźnik płynności (CR)	-	0,4	0,8	0,9	1,1	1,4	1,5	2,1	2,9	4,7
Wskaźnik podw. płynności (QR)	-	0,3	0,6	0,8	1,0	1,2	1,4	1,9	2,6	3,6
Rotacja zapasów	dni	0,0	0,3	1,1	3,9	8,9	14,0	23,4	36,9	87,8
Cykl należności	dni	8,5	16,2	25,4	34,1	40,5	48,0	58,3	67,4	111,8
Współczynnik długu	%	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,1
Nakłady inwestycyjne	mld zł	0,0	0,0	0,1	0,2	0,4	1,0	2,7	32,1	284,3
Udział inwestycji w nadw. finans.	%	-0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,5	1,0
Wydajność pracy	mln zł/os.	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,5	2,3	6,8	28,9

Źródło: PONT Info (dane GUS dla firm pow. 9 zatrudn.), BOŚ

Powyższa tabela pozwala na pozycjonowanie konkretnego przedsiębiorstwa na tle rozkładu decylowego w branży. D1 to pierwszy decyl, który oznacza maksymalną wartość danego wskaźnika jaką osiąga 10% firm o najniższych wynikach wśród wszystkich firm objętych badaniem. Inaczej mówiąc 90% firm objętych badaniem osiąga wartość wskaźnika wyższą niż D1. D2 to drugi decyl, czyli wartość dla kolejnych 10% firm itd.

Wskaźniki finansowe – PKD 35.11 – dane roczne

Wskaźnik		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Zmiana r/r przychodów ogółem	%	11,0	4,8	-8,8	1,0	-0,4	-8,9	0,8	10,6	29,9
Zmiana r/r przychodów ze sprzedaży	%	7,2	5,5	-13,6	-2,2	0,6	-7,6	2,9	6,7	12,1
Wskaźnik poziomu kosztów	%	80,1	88,0	92,6	87,0	113,4	95,7	96,2	99,9	97,5
Stopa zysku brutto	%	19,6	11,9	7,2	12,7	-13,0	4,2	3,7	0,1	2,5
Stopa zysku netto	%	15,8	9,6	5,9	10,1	-10,5	3,6	3,0	-0,3	1,9
Zyskowność sprzedaży	%	20,3	18,9	10,9	12,5	-12,1	9,0	9,6	4,3	5,9
ROA	%	8,5	5,1	2,8	4,2	-4,2	1,4	1,2	-0,1	0,9
ROE	%	15,1	8,9	4,7	7,7	-9,2	3,1	2,6	-0,3	2,0
Wskaźnik płynności (CR)	-	1,7	1,5	1,4	1,3	1,4	1,1	1,0	1,0	0,9
Wskaźnik podw. płynności (QR)	-	1,2	1,0	0,9	0,9	1,0	0,8	0,8	0,7	0,6
Rotacja zapasów	dni	51,4	50,7	50,8	59,6	44,4	43,2	38,6	43,2	44,6
Cykl należności	dni	19,4	23,9	20,9	29,8	25,9	26,8	28,4	27,7	20,6
Współczynnik długu	%	43,0	42,0	41,0	46,0	51,0	55,0	53,0	55,0	55,0
Nakłady inwestycyjne	mld zł	5,7	6,1	6,3	9,5	13,2	10,5	7,4	6,3	7,4
Udział inwestycji w nadw. finans.	%	60,0	80,0	99,0	118,0	138,0	187,0	129,0	141,0	127,0
Wydajność pracy	mln zł/os.	0,9	1,0	1,0	1,1	1,1	1,0	1,1	1,3	1,7

Rozkład decylowy wybranych wskaźników finansowych (2019)

Wskaźnik		D1	D2	D3	D4	D5	D6	D7	D8	D9
Przychody ogółem	mld zł	3,0	5,9	8,4	11,8	24,0	65,5	403,1	1 040,9	2 799,6
Przychody ze sprzedaży	mld zł	0,3	1,0	3,0	4,8	7,4	23,7	306,4	648,3	2 404,9
Wskaźnik poziomu kosztów	%	73,5	81,8	88,2	90,8	95,3	97,7	102,8	123,1	197,9
Stopa zysku brutto	%	-78,1	-23,1	-2,8	2,3	4,7	9,2	11,8	18,2	26,5
Stopa zysku netto	%	-78,1	-23,1	-2,8	2,6	4,1	7,0	10,3	15,9	21,4
Zyskowność sprzedaży	%	-73,3	-10,6	-3,6	2,5	4,3	7,8	11,4	18,9	36,2
ROA	%	-19,1	-3,6	-1,2	1,9	3,0	4,6	5,5	7,3	14,6
ROE	%	b.d.	-49,0	-5,3	-0,4	6,2	8,4	11,5	23,6	35,4
Wskaźnik płynności (CR)	-	0,3	0,5	0,8	0,9	1,1	1,3	1,6	3,3	5,0
Wskaźnik podw. płynności (QR)	-	0,2	0,3	0,5	0,6	0,9	1,1	1,3	2,1	4,0
Rotacja zapasów	dni	0,0	7,1	16,1	23,1	29,0	42,0	64,8	95,3	144,3
Cykl należności	dni	7,1	10,8	19,9	26,8	32,3	39,4	46,4	62,1	109,0
Współczynnik długu	%	0,2	0,4	0,5	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	1,3
Nakłady inwestycyjne	mld zł	0,0	0,0	0,1	0,2	1,0	2,7	33,9	136,2	289,0
Udział inwestycji w nadw. finans.	%	-1,8	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	0,6
Wydajność pracy	mln zł/os.	0,2	0,4	0,5	0,6	1,0	1,3	1,6	2,3	5,9

Źródło: PONT Info (dane GUS dla firm pow. 9 zatrudn.), BOŚ

Powyższa tabela pozwala na pozycjonowanie konkretnego przedsiębiorstwa na tle rozkładu decylowego w branży. D1 to pierwszy decyl, który oznacza maksymalną wartość danego wskaźnika jaką osiąga 10% firm o najniższych wynikach wśród wszystkich firm objętych badaniem. Inaczej mówiąc 90% firm objętych badaniem osiąga wartość wskaźnika wyższą niż D1. D2 to drugi decyl, czyli wartość dla kolejnych 10% firm itd.

Wskaźniki finansowe – PKD 35.14 – dane roczne

Wskaźnik		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Zmiana r/r przychodów ogółem	%	85,8	3,6	6,0	-9,7	-4,9	27,3	-17,9	-1,5	20,6
Zmiana r/r przychodów ze sprzedaży	%	150,6	66,1	54,3	-11,1	-39,1	18,1	81,9	5,6	2,1
Wskaźnik poziomu kosztów	%	90,1	94,6	90,9	88,4	100,0	96,8	89,3	97,9	96,6
Stopa zysku brutto	%	9,9	5,4	9,1	11,6	0,0	3,2	10,7	2,1	3,4
Stopa zysku netto	%	9,1	4,8	8,4	11,3	-0,3	2,9	10,2	1,6	3,1
Zyskowność sprzedaży	%	1,5	2,1	3,4	1,6	1,8	1,6	3,6	1,8	1,2
ROA	%	7,8	4,2	7,5	9,3	-0,2	2,6	6,5	0,9	2,1
ROE	%	9,5	5,3	9,4	12,7	-0,3	4,1	10,4	1,6	3,8
Wskaźnik płynności (CR)	-	2,5	1,9	1,8	2,2	1,3	1,8	1,3	1,0	1,4
Wskaźnik podw. płynności (QR)	-	2,5	1,7	1,7	2,0	1,2	1,7	1,3	0,9	1,3
Rotacja zapasów	dni	2,3	6,5	3,7	7,6	8,5	5,1	5,8	10,4	11,4
Cykl należności	dni	34,3	36,1	35,0	37,0	38,3	33,2	44,5	47,2	44,4
Współczynnik długu	%	18,0	21,0	21,0	26,0	31,0	36,0	38,0	41,0	45,0
Nakłady inwestycyjne	mln zł	73,2	96,1	92,1	88,9	118,2	95,5	446,0	408,9	610,3
Udział inwestycji w nadw. finans.	%	1,0	2,0	1,0	1,0	19,0	3,0	5,0	15,0	13,0
Wydajność pracy	mln zł/os.	12,4	11,3	12,7	11,6	12,9	14,0	6,7	7,6	9,2

Rozkład decylowy wybranych wskaźników finansowych (2019)

Wskaźnik		D1	D2	D3	D4	D5	D6	D7	D8	D9
Przychody ogółem	mln zł	9,9	17,6	41,0	67,1	242,9	414,8	1 335,7	2 676,5	7 951,9
Przychody ze sprzedaży	mln zł	0,1	0,4	1,9	4,4	6,7	12,0	17,2	23,8	152,7
Wskaźnik poziomu kosztów	%	89,0	95,2	97,4	98,1	98,9	99,7	100,7	102,7	113,4
Stopa zysku brutto	%	-13,4	-2,7	-0,7	0,3	1,1	1,9	2,7	4,8	11,0
Stopa zysku netto	%	-17,4	-3,0	-0,8	0,2	1,0	1,3	2,0	4,0	10,4
Zyskowność sprzedaży	%	-9,6	-3,6	-1,5	-0,4	0,4	1,7	2,5	4,5	5,3
ROA	%	-56,5	-7,7	-1,2	0,7	1,6	3,1	4,4	8,3	11,4
ROE	%	b.d.	-149,3	-7,9	0,0	4,1	6,4	15,0	21,1	38,8
Wskaźnik płynności (CR)	-	0,7	0,8	1,0	1,2	1,4	1,6	2,0	2,7	3,2
Wskaźnik podw. płynności (QR)	-	0,7	0,8	0,9	1,1	1,4	1,6	2,0	2,5	3,1
Rotacja zapasów	dni	0,0	0,0	0,2	1,5	3,9	6,3	10,2	13,4	22,4
Cykl należności	dni	7,6	14,9	23,7	37,4	43,9	49,4	58,1	67,4	111,8
Współczynnik długu	%	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,8	0,8	0,9	1,1
Nakłady inwestycyjne	mln zł	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,5	0,7	2,7	17,6
Udział inwestycji w nadw. finans.	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,6	1,1
Wydajność pracy	mln zł/os.	0,5	0,7	1,0	2,0	6,1	10,1	17,7	31,7	80,3

Źródło: PONT Info (dane GUS dla firm pow. 9 zatrudn.), BOŚ

Powyższa tabela pozwala na pozycjonowanie konkretnego przedsiębiorstwa na tle rozkładu decylowego w branży. D1 to pierwszy decyl, który oznacza maksymalną wartość danego wskaźnika jaką osiąga 10% firm o najniższych wynikach wśród wszystkich firm objętych badaniem. Inaczej mówiąc 90% firm objętych badaniem osiąga wartość wskaźnika wyższą niż D1. D2 to drugi decyl, czyli wartość dla kolejnych 10% firm itd.

Wskaźniki finansowe – PKD 35.1 – dane za I poł. roku

Wskaźnik		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Zmiana r/r przychodów ogółem	%	4,7	0,3	-10,4	7,5	-2,3	-2,6	-1,5	23,8	11,2
Zmiana r/r przychodów ze sprzedaży	%	1,8	-7,2	1,4	5,1	-10,9	5,1	3,6	4,0	4,6
Wskaźnik poziomu kosztów	%	87,7	85,3	85,3	86,8	90,1	85,5	91,6	91,1	93,0
Stopa zysku brutto	%	12,2	14,5	14,5	13,1	9,8	14,4	8,3	8,8	6,9
Stopa zysku netto	%	10,5	12,9	12,7	11,6	8,7	12,9	7,0	7,5	5,9
Zyskowność sprzedaży	%	10,6	10,6	11,0	9,8	7,0	9,8	7,8	6,4	5,7
ROA	%	7,2	8,3	6,9	6,6	4,8	6,6	3,4	4,1	3,6
ROE	%	10,2	11,7	10,0	10,2	8,0	11,1	5,7	7,4	6,6
Wskaźnik płynności (CR)	-	1,6	1,8	1,7	1,5	1,3	1,3	1,2	1,1	1,4
Wskaźnik podw. płynności (QR)	-	1,4	1,6	1,5	1,3	1,2	1,2	1,1	1,0	1,2
Rotacja zapasów	dni	13,0	12,9	18,5	19,5	13,7	12,7	14,3	17,8	13,6
Cykl należności	dni	28,8	30,9	32,5	34,4	36,0	36,3	38,3	33,9	33,8
Współczynnik długu	%	29,0	29,0	31,0	36,0	40,0	40,0	40,0	43,0	45,0
Nakłady inwestycyjne	mld zł	4 778,5	5 034,5	5 779,4	8 112,2	7 582,5	5 820,4	5 076,9	6 300,0	5 824,0
Udział inwestycji w nadw. finans.	%	39,0	35,0	43,0	60,0	64,0	41,0	49,0	52,0	49,0
Wydajność pracy	mln zł/os.	0,9	0,9	0,8	1,0	1,0	0,9	1,0	1,2	1,4

Rozkład decylowy wybranych wskaźników finansowych (IH 2020)

Wskaźnik		D1	D2	D3	D4	D5	D6	D7	D8	D9
Przychody ogółem	mld zł	1,7	3,6	6,3	10,6	21,0	98,3	274,6	1 072,4	3 235,9
Przychody ze sprzedaży	mld zł	0,1	1,2	1,8	3,4	6,0	10,3	20,0	164,6	618,6
Wskaźnik poziomu kosztów	%	72,5	83,5	88,8	93,1	95,6	97,4	99,2	105,3	126,8
Stopa zysku brutto	%	-25,0	-5,3	0,8	2,6	4,4	6,9	11,2	16,4	27,5
Stopa zysku netto	%	-25,0	-5,5	0,2	1,8	3,5	6,2	9,8	13,6	23,1
Zyskowność sprzedaży	%	-17,8	-3,7	-0,4	1,7	4,3	6,2	11,3	18,4	28,7
ROA	%	-13,2	-3,5	0,4	2,7	3,7	4,7	7,1	10,5	16,3
ROE	%	b.d.	-7,5	-1,1	3,6	5,4	9,7	14,5	24,9	33,9
Wskaźnik płynności (CR)	-	0,6	0,8	1,1	1,3	1,5	1,7	2,6	3,4	6,2
Wskaźnik podw. płynności (QR)	-	0,4	0,7	0,8	1,0	1,4	1,6	2,1	3,0	4,6
Rotacja zapasów	dni	0,0	1,4	2,9	5,8	10,9	19,5	26,7	35,7	69,3
Cykl należności	dni	7,0	13,8	21,0	29,9	42,9	47,0	54,6	63,1	106,9
Współczynnik długu	%	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,6	0,8	0,8	1,0
Nakłady inwestycyjne	mld zł	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2	0,7	1,9	13,9	149,1
Udział inwestycji w nadw. finans.	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,4	0,8
Wydajność pracy	mln zł/os.	0,1	0,1	0,3	0,3	0,4	0,7	0,9	2,1	8,9

Źródło: PONT Info (dane GUS dla firm pow. 9 zatrudn.), BOŚ

Powyższa tabela pozwala na pozycjonowanie konkretnego przedsiębiorstwa na tle rozkładu decylowego w branży. D1 to pierwszy decyl, który oznacza maksymalną wartość danego wskaźnika jaką osiąga 10% firm o najniższych wynikach wśród wszystkich firm objętych badaniem. Inaczej mówiąc 90% firm objętych badaniem osiąga wartość wskaźnika wyższą niż D1. D2 to drugi decyl, czyli wartość dla kolejnych 10% firm itd.

Wskaźniki finansowe – PKD 35.11 – dane za I poł. roku

Wskaźnik		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Zmiana r/r przychodów ogółem	%	4,9	-5,8	4,8	-8,7	-7,3	-2,6	9,2	42,7	10,7
Zmiana r/r przychodów ze sprzedaży	%	4,0	-9,9	-2,6	-2,5	-8,0	0,1	4,7	14,7	4,7
Wskaźnik poziomu kosztów	%	78,8	88,8	82,2	86,8	97,8	90,4	92,2	88,9	93,4
Stopa zysku brutto	%	21,0	10,9	17,4	12,9	2,1	9,4	7,7	10,9	6,5
Stopa zysku netto	%	17,2	9,0	14,3	10,6	1,4	7,2	6,1	8,7	4,8
Zyskowność sprzedaży	%	21,3	12,5	16,3	14,5	5,9	12,0	7,9	7,7	5,0
ROA	%	9,5	4,4	6,6	4,3	0,5	2,8	2,6	4,6	2,9
ROE	%	16,2	7,4	11,6	7,9	1,2	5,9	5,4	10,7	6,8
Wskaźnik płynności (CR)	-	1,4	1,8	1,5	1,2	1,1	0,9	1,0	1,2	0,9
Wskaźnik podw. płynności (QR)	-	1,0	1,3	1,0	0,8	0,8	0,7	0,7	0,8	0,6
Rotacja zapasów	dni	47,9	44,2	58,8	52,7	37,4	33,3	31,9	40,8	28,1
Cykl należności	dni	14,6	18,3	19,5	22,8	31,9	22,9	24,9	15,1	19,3
Współczynnik długu	%	42,0	41,0	43,0	46,0	55,0	54,0	52,0	55,0	57,0
Nakłady inwestycyjne	mld zł	2 423,7	2 726,3	3 533,5	5 036,3	4 607,9	3 128,7	2 191,4	2 757,2	2 419,4
Udział inwestycji w nadw. finans.	%	47,0	70,0	73,0	126,0	163,0	102,0	69,0	63,0	64,0
Wydajność pracy	mln zł/os.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,9	1,0

Rozkład decylowy wybranych wskaźników finansowych (IH 2020)

Wskaźnik		D1	D2	D3	D4	D5	D6	D7	D8	D9
Przychody ogółem	mld zł	1,4	2,3	3,9	6,9	10,6	57,8	208,6	407,1	1 252,4
Przychody ze sprzedaży	mld zł	0,1	1,1	1,6	2,7	6,8	11,0	160,3	234,9	1 048,7
Wskaźnik poziomu kosztów	%	66,7	80,0	87,1	90,1	94,7	98,7	110,5	120,8	258,3
Stopa zysku brutto	%	-84,5	-20,8	-10,5	1,3	4,9	9,9	12,9	20,0	33,3
Stopa zysku netto	%	-84,5	-19,2	-11,1	0,8	4,3	8,6	10,5	20,0	27,2
Zyskowność sprzedaży	%	-165,1	-11,9	-3,7	0,3	4,6	11,2	15,1	28,0	34,5
ROA	%	-19,2	-8,7	-4,1	0,4	2,8	4,4	6,6	8,6	18,4
ROE	%	b.d.	-486,4	-32,7	-4,9	2,7	8,2	13,0	19,3	33,1
Wskaźnik płynności (CR)	-	0,3	0,7	0,9	1,1	1,3	2,0	3,3	4,6	7,8
Wskaźnik podw. płynności (QR)	-	0,3	0,5	0,7	0,9	1,0	1,7	2,3	3,8	6,1
Rotacja zapasów	dni	0,5	4,0	15,4	19,6	25,5	33,2	43,2	67,1	137,4
Cykl należności	dni	3,8	7,7	13,4	16,8	28,2	43,6	51,1	57,4	126,4
Współczynnik długu	%	0,2	0,3	0,4	0,5	0,7	0,7	0,8	0,9	1,3
Nakłady inwestycyjne	mld zł	0,0	0,0	0,0	0,2	0,4	1,7	5,6	53,6	149,1
Udział inwestycji w nadw. finans.	%	-2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	0,5
Wydajność pracy	mln zł/os.	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4	0,6	0,9	1,2	2,6

Źródło: PONT Info (dane GUS dla firm pow. 9 zatrudn.), BOŚ

Powyższa tabela pozwala na pozycjonowanie konkretnego przedsiębiorstwa na tle rozkładu decylowego w branży. D1 to pierwszy decyl, który oznacza maksymalną wartość danego wskaźnika jaką osiąga 10% firm o najniższych wynikach wśród wszystkich firm objętych badaniem. Inaczej mówiąc 90% firm objętych badaniem osiąga wartość wskaźnika wyższą niż D1. D2 to drugi decyl, czyli wartość dla kolejnych 10% firm itd.

Wskaźniki finansowe – PKD 35.14 – dane za I poł. roku

Wskaźnik		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Zmiana r/r przychodów ogółem	%	5,1	5,8	-25,8	15,6	7,3	-1,6	-8,6	29,5	14,5
Zmiana r/r przychodów ze sprzedaży	%	-60,4	9,4	37,8	109,2	-68,3	83,1	11,1	2,0	0,1
Wskaźnik poziomu kosztów	%	93,0	85,1	89,0	88,8	89,7	84,4	95,3	94,9	96,4
Stopa zysku brutto	%	7,0	14,9	11,0	11,2	10,3	15,6	4,7	5,1	3,6
Stopa zysku netto	%	6,4	13,9	10,4	10,8	9,8	14,9	4,4	4,8	3,5
Zyskowność sprzedaży	%	2,0	4,9	2,5	1,9	1,9	4,2	2,1	1,0	1,0
ROA	%	5,8	12,7	6,9	8,2	7,7	10,3	2,6	3,4	2,8
ROE	%	7,3	16,0	9,0	11,5	11,5	16,0	4,2	6,0	5,2
Wskaźnik płynności (CR)	-	1,6	1,6	1,7	1,8	1,5	1,6	1,1	1,2	1,7
Wskaźnik podw. płynności (QR)	-	1,5	1,6	1,6	1,6	1,4	1,5	1,1	1,1	1,6
Rotacja zapasów	dni	3,3	3,3	5,7	12,6	8,1	8,2	9,1	11,1	9,4
Cykl należności	dni	32,0	33,2	36,0	38,0	35,3	38,2	42,1	38,1	35,2
Współczynnik długu	%	21,0	21,0	23,0	29,0	33,0	36,0	38,0	43,0	45,0
Nakłady inwestycyjne	mln zł	36,0	31,9	22,6	50,5	35,6	102,9	130,7	168,2	243,3
Udział inwestycji w nadw. finans.	%	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	2,0	5,0	5,0	8,0
Wydajność pracy	mln zł/os.	5,8	6,0	5,3	6,4	6,0	3,0	3,6	4,7	5,5

Rozkład decylowy wybranych wskaźników finansowych (IH 2020)

Wskaźnik		D1	D2	D3	D4	D5	D6	D7	D8	D9
Przychody ogółem	mln zł	3,3	8,1	19,7	35,9	129,2	690,8	1 347,7	3 593,8	4 432,6
Przychody ze sprzedaży	mln zł	0,1	1,5	1,7	3,0	4,5	6,5	10,7	20,0	74,1
Wskaźnik poziomu kosztów	%	83,6	89,7	92,7	95,4	96,6	97,4	99,2	100,4	103,5
Stopa zysku brutto	%	-3,5	-0,4	0,8	2,5	3,3	4,6	7,3	9,5	16,4
Stopa zysku netto	%	-3,4	-0,4	0,7	1,8	2,3	3,5	7,3	8,4	14,7
Zyskowność sprzedaży	%	-3,0	-1,8	0,3	1,6	3,0	4,6	5,8	6,2	13,7
ROA	%	-3,5	-0,7	0,7	2,5	4,4	5,2	7,3	12,4	15,4
ROE	%	-30,1	-4,2	1,8	4,4	8,3	13,1	18,3	25,7	54,5
Wskaźnik płynności (CR)	-	0,8	1,1	1,4	1,5	1,6	1,7	2,0	2,2	3,4
Wskaźnik podw. płynności (QR)	-	0,8	0,9	1,2	1,4	1,6	1,6	1,9	2,1	3,3
Rotacja zapasów	dni	0,0	0,0	2,1	4,4	6,4	9,0	15,4	23,6	31,4
Cykl należności	dni	12,6	19,2	25,3	36,6	42,3	49,7	55,5	63,1	82,8
Współczynnik długu	%	0,3	0,4	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,8	1,0
Nakłady inwestycyjne	mln zł	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	0,7	1,7	3,4
Udział inwestycji w nadw. finans.	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,9
Wydajność pracy	mln zł/os.	0,1	0,4	0,4	0,6	1,5	4,1	7,3	11,2	25,1

Źródło: PONT Info (dane GUS dla firm pow. 9 zatrudn.), BOŚ

Powyższa tabela pozwala na pozycjonowanie konkretnego przedsiębiorstwa na tle rozkładu decylowego w branży. D1 to pierwszy decyl, który oznacza maksymalną wartość danego wskaźnika jaką osiąga 10% firm o najniższych wynikach wśród wszystkich firm objętych badaniem. Inaczej mówiąc 90% firm objętych badaniem osiąga wartość wskaźnika wyższą niż D1. D2 to drugi decyl, czyli wartość dla kolejnych 10% firm itd.

Definicje wskaźników

Nazwa	Wzór
Wskaźnik poziomu kosztów	$\text{Koszty uzyskania przychodów z całokształtu} \cdot 100\% / \text{Przychody ogółem}$
Stopa zysku brutto	$\text{Zysk brutto} / \text{Przychody ogółem}$
Stopa zysku netto	$\text{Zysk netto} / \text{Przychody ogółem}$
Zyskowość sprzedaży	$\text{Zysk ze sprzedaży} / \text{Przychody ze sprzedaży}$
Stopa rentowności aktywów	$\text{Zysk netto} / \text{Aktywa całkowite}$
Stopa rentowności kapitału własnego	$\text{Zysk netto} / \text{Kapitał własny}$
Wskaźnik płynności	$\text{Majątek obrotowy} / \text{Zobowiązania krótkoterminowe}$
Wskaźnik podwyższonej płynności	$(\text{Majątek obrotowy} - \text{Zapasy}) / \text{Zobowiązania krótkoterminowe}$
Rotacja zapasów	$(\text{Zapasy ogółem} / \text{Koszty działalności operacyjnej}) \cdot \text{liczba dni w okresie}$
Cykl należności	$(\text{Należności z tytułu dostaw} / \text{Przychody ze sprzedaży}) \cdot \text{liczba dni w okresie}$
Współczynnik długu	$\text{Zobowiązania ogółem} / \text{Aktywa całkowite}$
Udział inwestycji w nadwyżce finansowej	$\text{Nakłady inwestycyjne} / \text{Nadwyżka finansowa}$
Wydatność pracy	$\text{Przychody ogółem} / \text{Zatrudnienie}$

Definicje wybranych pojęć

Nazwa	Definicja
Moc zainstalowana (elektrowni)	Moc wynikająca ze specyfikacji (normy lub zalecenia) producenta (wskazane na tzw. tablicy znamionowej). Jest to poziom mocy, przy której dana instalacja pracuje prawidłowo. Wielkość jest podawana w watach (W) lub ich wielokrotności (kW, GW, TW).
Produkcja energii elektrycznej	Wielkość wytworzonej energii elektrycznej w danym okresie (np. miesiącu, roku). Jest miarą realnego wykorzystania mocy zainstalowanej w elektrowniach z uwzględnieniem ich przestojów jednostek wytwórczych (np. techniczne wyłączenia) lub niskiej sprawności jednostek (np. elektrownie wiatrowe). Wielkość jest podawana w watogodzinach (Wh)
KSE (Krajowy System Elektroenergetyczny)	System składający się z segmentu: wytwarzania, przesyłu i dystrybucji oraz obrotu energią elektryczną.
OSPe (Operator Systemu Przesyłowego)	Podmiot zajmujący się przesyłaniem energii elektrycznej. Jest odpowiedzialny za m.in. za ruch sieciowy w elektroenergetycznym systemie przesyłowym, czy bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania ww. systemu, Wyznaczony na podstawie ustawy Prawo energetyczne oraz decyzji Prezesa URE (nr. DPE-47-58(5)/4988/W/2/2004/MS).
OSDe (Operator Systemu Dystrybucyjnego)	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej. W Polsce wyróżniamy pięciu „dużych” OSDe (PGE, Tauron, Energa, ENEA, innogy) oraz „małych” OSDe (o znaczeniu regionalnym / lokalnym).
DSR (Demand Side Response)	To dobrowolne i czasowe obniżenie przez odbiorcę (przemysłowego lub biznesowego) zużycia energii elektrycznej lub przesunięcie w czasie jej poboru. Podmiot obniżający swoje zużycie uzyskuje wynagrodzenie.
SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)	Wskaźnik niezawodności systemu elektroenergetycznego. Wskaźnik przeciętnej częstości przerw (długich) w dostawie energii. Miernik jest wykorzystywany przez PSE (OSPe) i OSDe.
SAIDI (System Average Interruption Duration Index)	Wskaźnik niezawodności systemu elektroenergetycznego. Wskaźnik przeciętnego czasu trwania przerwy w dostawach energii elektrycznej. Jest wyznaczany w minutach na odbiorcę. Miernik jest wykorzystywany przez PSE (OSPe) i OSDe.
DEE (Koncesja)	Koncesja przyznawana przez URE dla przedsiębiorstw pragnących prowadzić dystrybucję energią elektryczną. Przez dystrybucję energii elektrycznej należy rozumieć transport tej energii sieciami dystrybucyjnymi w celu jej dostarczenia odbiorcom końcowych (np. gospodarstwom domowym).
OEE (Koncesja)	Koncesja przyznawana przez URE dla przedsiębiorstw pragnących prowadzić obrót (sprzedaż) energią elektryczną. Przez obrót energią elektryczną należy rozumieć jej sprzedaż na rynku handlu hurtowym (giełdowym) albo detalicznym (do odbiorców końcowych). Koncesja może być także wykorzystywana do zakupu energii elektrycznej na własne potrzeby.

WAŻNA INFORMACJA: Niniejszy materiał ma charakter prognozy, został opracowany wyłącznie w celu informacyjnym i nie może być traktowany jako doradztwo ani porada inwestycyjna. W szczególności nie może być traktowany jako oferta lub rekomendacja do zawierania jakichkolwiek transakcji. Nie jest to forma reklamy ani oferta sprzedaży jakiejkolwiek usługi oferowanej przez BOŚ Bank. Przedstawione w niniejszej publikacji opinie i prognozy są wyrazem niezależnej oceny autorów w momencie ich wydania i mogą ulec zmianie bez zapowiedzi. Informacje, w tym dane statystyczne, zawarte w materiale pochodzą z ogólnie dostępnych, wiarygodnych źródeł, jednak BOŚ Bank nie może zagwarantować ich dokładności i pełności. BOŚ Bank nie ponosi odpowiedzialności za skutki decyzji podjętych na podstawie informacji zawartych w niniejszym materiale.

Niniejszy dokument stanowi własność BOŚ Bank. Materiał może być wykorzystywany do opracowań własnych pod warunkiem powołania się na źródło. Powielanie bądź publikowanie niniejszego raportu lub jego części bez pisemnej zgody BOŚ Bank jest zabronione.

Bank Ochrony Środowiska Spółka Akcyjna z siedzibą w Warszawie przy ul. Żelaznej 32, 00-832 Warszawa, zarejestrowana w Sądzie Rejonowym dla m.st. Warszawy w Warszawie, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego pod nr KRS: 0000015525 NIP: 527-020-33-13; kapitał zakładowy: 929 476 710 zł wpłacony w całości.