

TRENDY NA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ DO ROKU 2030

Analizowanie trendów na rynku energii elektrycznej jest zadaniem trudnym, ponieważ wieloaspektowym, a dodatkowo w modelu, który dany analityk przyjmuje, funkcjonuje wiele niewiadomych i ryzyk, w tym najważniejsze, trudne do oszacowania, ryzyko zmiany otoczenia prawnego i politycznego.

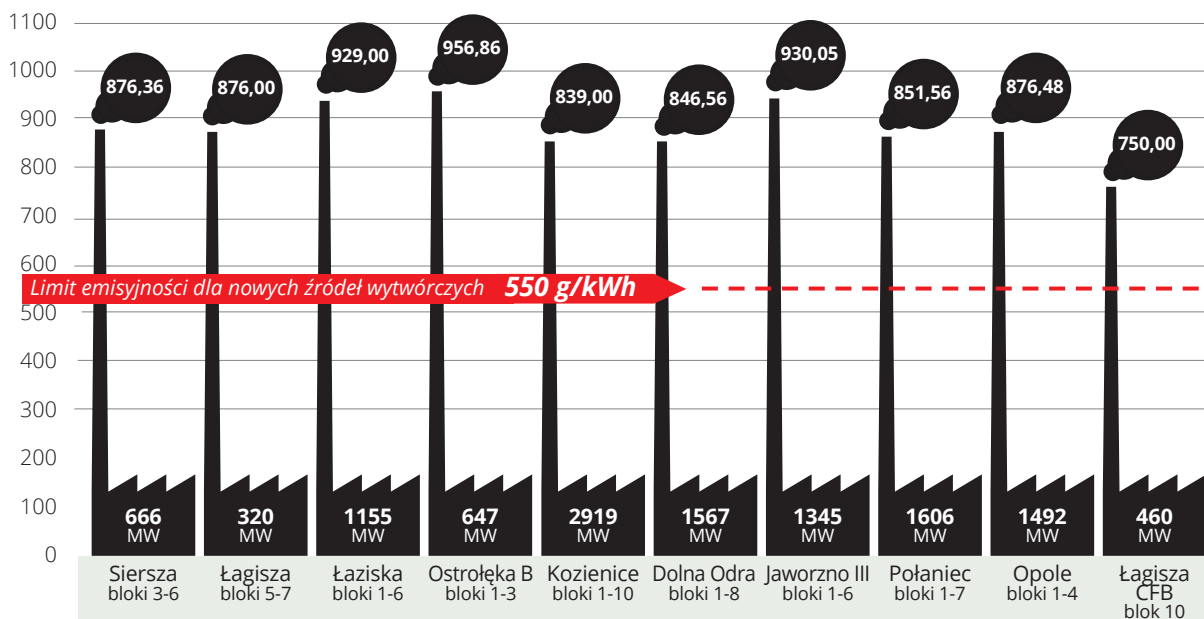
Otoczenie prawne i polityczne jest wpisane w krajobraz polskiej energetyki, w której do dziś nie dopracowaliśmy się żadnej strategii energetycznej na najbliższe dekady, oprócz tej z 2009 roku (ministerstwo dopiero pracuje nad nową). Kolejne wybory parlamentarne czy samorządowe, polityka zagraniczna, w tym np. w stosunku do Rosji czy Białorusi, połączenie energetyki z polskim górnictwem węgla czy wreszcie kwestia zakresu konkurencji na rynku energii, wszystko to są albo otwarte kwestie polityczne, albo kwestie podlegające politycznej regulacji, stąd przy analizach i prognozach będę starał się włączyć je w obraz sytuacji.

Obecnej sytuacji na rynku energii nie da się zrozumieć, jeśli nie weźmie się pod uwagę polityki europejskiej w stosunku do ekologii. Ona bowiem, a konkretnie reforma unijnego systemu ETS, w najbardziej istotny sposób przyczynia się do kształtowania cen na rynku energii. Właściwie można powiedzieć, że ceny na rynku uprawnień do emisji CO₂ (unijny polityczno-ekonomiczny instrument przeciwdziałania skutkom emisji CO₂) przekładają się 1 do 1 na ceny energii na Towarowej Giełdzie Energii w Warszawie.

Trudno się zresztą dziwić, że się przekładają, skoro w polskim miksie energetycznym wę-

Emisja CO₂ polskich elektrowni w odniesieniu do limitu emisyjności 550 g/kWh która ma obowiązywać dla nowych programów wsparcia jednostek (źródło: Instytut Jagielloński, Mapa Drogowa Polskiej Elektroenergetyki 2030+)

[g/kWh]

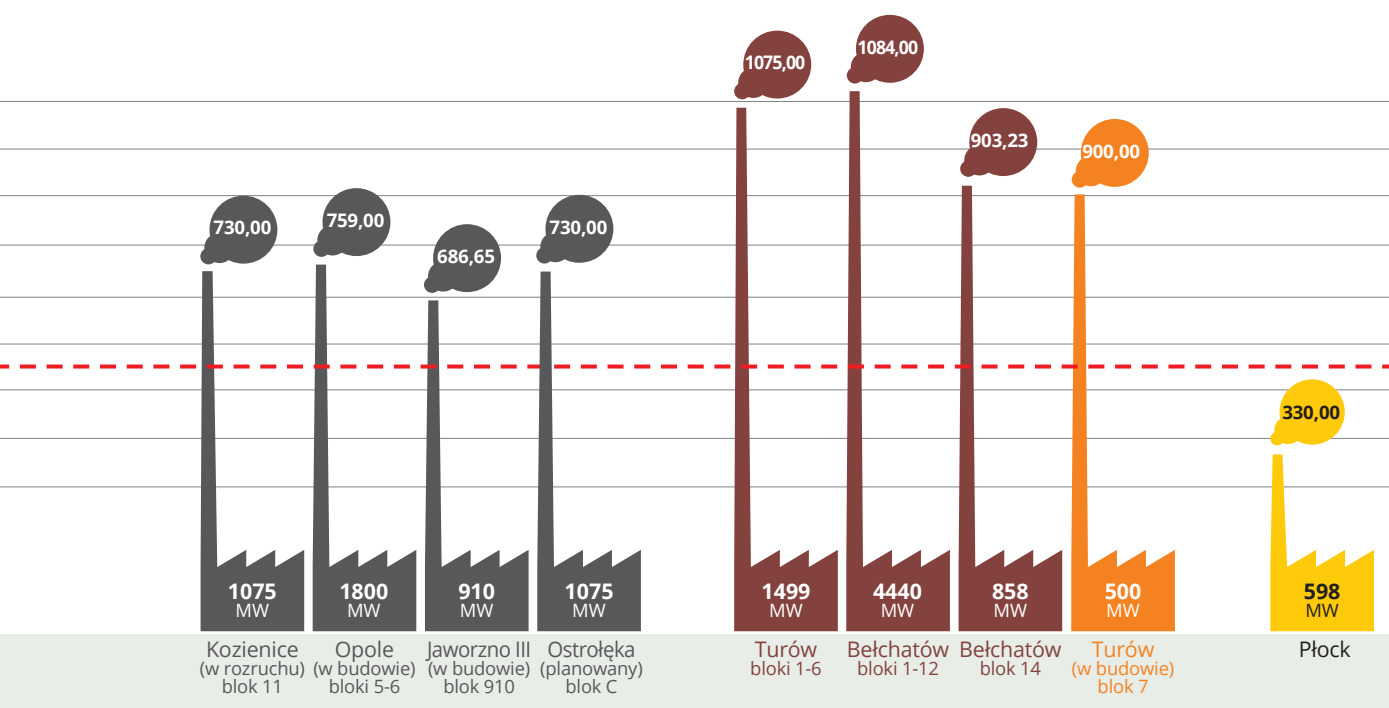




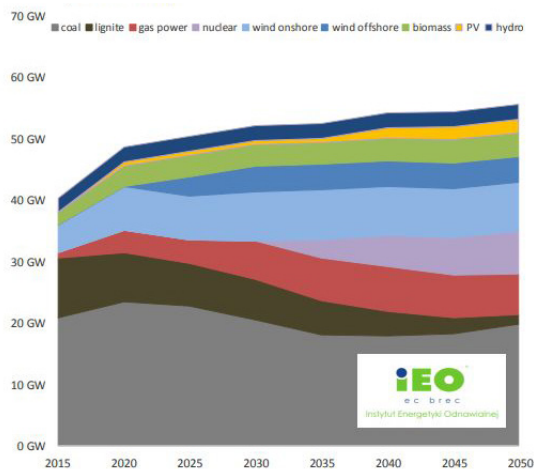
giel stanowi obecnie przeważającą składową. Wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ ma właśnie, co widać wyraźnie w wypowiedziach wielu ekspertów z krajów zachodniej Europy, zmusić Polskę do zmiany struktury mixu energetycznego. Z kolei odpowiedzią polskiego rządu na trend wzrostowy tych instrumentów finansowych jest próba politycznej negocjacji z Komisją Europejską bądź tworzenie doraźnych sojuszy politycznych z innymi krajami, zainteresowanymi powstrzymaniem wzrostu cen emisji. Wynika to z tego, że rząd opornie reaguje na próby rozwijania w Polsce energetyki odnawialnej czy rozproszonej, natomiast, ku powszechnemu

zdziwieniu, realizuje kolejne inwestycje w bloki węglowe (znów na terenach wyborczo interesujących, jak np. inwestycja w Ostrołękę C). Sprawa nie jest jednak taka prosta, ponieważ spółki energetyczne, mimo że skarb państwa jest ich głównym udziałowcem, są jednak spółkami prawa handlowego i muszą się liczyć z opiniami pomniejszych inwestorów, którzy nie są zainteresowani politycznym ręcznym sterowaniem, tylko losem spółki na giełdzie.

Oczywiście, nasz rząd jest świadomy, mniej lub bardziej, sytuacji, ponieważ właściwie już w roku 2012 lub 2015 wiadomo było, że rosnące ceny uprawnień do emisji uderzą w polski przemysł.



Oprócz strategii politycznych negocjacji, rząd przewiduje także rozwój proponowanego przez siebie miks energetyczny „jądrowo-węglowego” do roku 2030, którym ma być zainstalowanie dodatkowej mocy wytwórczej jądrowej oraz węglowej (według ostatnich zapowiedzi 3 GW w elektrowniach jądrowych oraz 1 GW w nowej elektrowni węglowej – Ostrołęka C, ma to być ostatni taki blok w Polsce). Według raportu przygotowanego niedawno przez Instytut Energii Odnawialnej, uaktualniony scenariusz rządowy do roku 2050 mógłby wyglądać tak jak zaprezentowano na grafice poniżej:



Przy takim globalnym scenariuszu, co prawda, dalej mielibyśmy w systemie poszczególne źródła o generacji przekraczającej 500 g CO₂/kWh, lecz całościowo „uzyskana struktura wytwarzanej energii pozwoliłaby na obniżenie średniej emisji CO₂ z systemu energetycznego poniżej 500 g CO₂/kWh i spełniłaby generalne wymagania UE w zakresie dekarbonizacji zawarte w Pakiecie zimowym KE”, jak stwierdza to raport IEO.

Problemy z ceną emisji CO₂ zaczęły się w roku 2017, kiedy koszt uprawnień zaczął rosnąć od ceny 6 euro do poziomu 20 euro. W ostatnich dniach informacje dotyczące rezygnacji Angeli Merkel z kandydowania w wyborach wpłynęły na znaczne obniżenie ceny CO₂ do poziomu 16 euro, co pokazuje, że ryzyka polityczne stanowią dominujący problem przy przewidywaniu sytuacji na rynku energii.

W roku 2019 wchodzi w życie rezerwa stabilizacyjna MSR (Market Stability Reserve), która początkowo miała obowiązywać w od 2021 roku. Rezerwa ta ma na celu dalsze zwiększenie wartości emisji, poprzez ściągnięcie z rynku nadwyżki uprawnień do emisji CO₂. W aktualnej wersji dyrektywy trafi do niej nie 12, a 24% nadwyżki uprawnień. Dodatkowo od 2023 roku uprawnienia nie sprzedane z poprzedniego roku będą umarzane.

Wszystko to prowadzi do spekulacji, że w roku 2020 cena uprawnień skoczy do poziomu 25 euro, 30 euro w 2023, a 40 euro w 2025 roku. Zdaniem HSBC cena osiągnie w dłuższym okresie czasu 30 euro, przy cenie uprawnień na 2019 na poziomie

25 euro. Warto przypomnieć, że o wejściu w życie rezerwy stabilizacyjnej wiadomo było od lat, a polscy politycy zbagatelizowali płynące z tego wnioski. Przy cenie 40 euro za tonę uprawnień, cena dla odbiorcy końcowego wyniesie ponad 400 złotych za MWh (przy założeniu, że podniesienie ceny pozwoleń o 1 euro za tonę, przełoży się w Polsce na wyższą cenę energii o 1 euro za megawatogodzinę) i jest duża szansa, że przy tej cenie polska gospodarka stanie się niekonkurencyjna. Zdaniem niektórych, cena uprawnień nie musi zatrzymać się na poziomie 40 euro, ale dotrzeć do 60!

Do tego należy dodać rosnące koszty utrzymania polskiej infrastruktury elektroenergetycznej, która wymaga modernizacji, oraz koszty powstania nowych źródeł wytwórczych, związanych z niedoborami mocy w sieci. Już teraz energetyka zawodzi na głosy rozżalonych konsumentów reaguje często: cieszyć się, że w ogóle macie prąd! Koszt utrzymania rynku mocy, zgodnie z Ustawą o rynku mocy, która ma powołać do istnienia nowe moce wytwórcze to, według moich szacunków, dodatkowa opłata mocowa w taryfie dystrybucyjnej na poziomie 20 do 40 złotych za MWh.

Według raportu Enervis i Solivan, polski rynek zareaguje na wzrosty cen energii zwiększeniem importu tańszej zielonej energii z krajów sąsiadujących oraz powstaniem dużej ilości instalacji OZE (do 2023 2 000 MW z farm wiatrowych, 1 500 MW farm fotowoltaicznych, 250 MW w biomasie/biogazie). Zdaniem Enervis i Solivan w roku 2030 Polska może wytwarzać już do 55% energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Gdyby tak się miało stać, ceny w końcu dekady spadną do poziomu cen z roku 2017, umożliwiając przy okazji spełnienie klimatycznych celów UE w zakresie redukcji CO₂.

Należy przy tym pamiętać, że reorganizacja polskiego miks energetyczny podlegać będzie sporym sprzecznościom i blokadom. Polityka energetyczna musi brać to pod uwagę, zakładając zbilansowaną transformację. Przychodzi mi do głowy problem protestów społecznych na Śląsku, czy też politycznej awersji np. do importu energii z Białorusi, czy tendencji państwowej energetyki zawodowej do „betonowania” rynku w kontekście spadającej wartości giełdowej czempionów polskiej energetyki. Należy mieć nadzieję, że spójna i sensowna polityka energetyczna powstanie, a miks energetyczny pojawi się jako zjawisko zaplanowane, a nie efekt uboczny uporczywego trwania przy scenariuszu „węglowo-jądrowym”. Na tę chwilę bowiem sytuacja ani węgla, ani energetyki jądrowej nie wygląda dobrze z perspektywy merit order.

Dr Marek Przychodzeń
EIDOS Sp. z o.o.

