

## Uwarunkowania wieloletniej strategii inwestycyjnej w energetyce konwencjonalnej w Polsce

Long term investment climate for conventional energy sector  
in Poland

**Monika Morawiecka**

Dyrektor Zarządzający Obszaru Strategii i Współpracy Międzynarodowej  
PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.

### Abstract

While assessing the future of coal-fired power plants on the European power market, a thorough analysis of regulatory, macroeconomical and technological development must be performed. Given the uncertainty surrounding the above aspects in a longer term, the investment strategy within the coal-fired generation should largely be based on available and future support mechanisms, which are essential for economical predictability of these sources, regardless of their usefulness for security of supply in the power sector.

**Keywords:** *coal-fired generation, German utilities, Polish power sector, renewables*

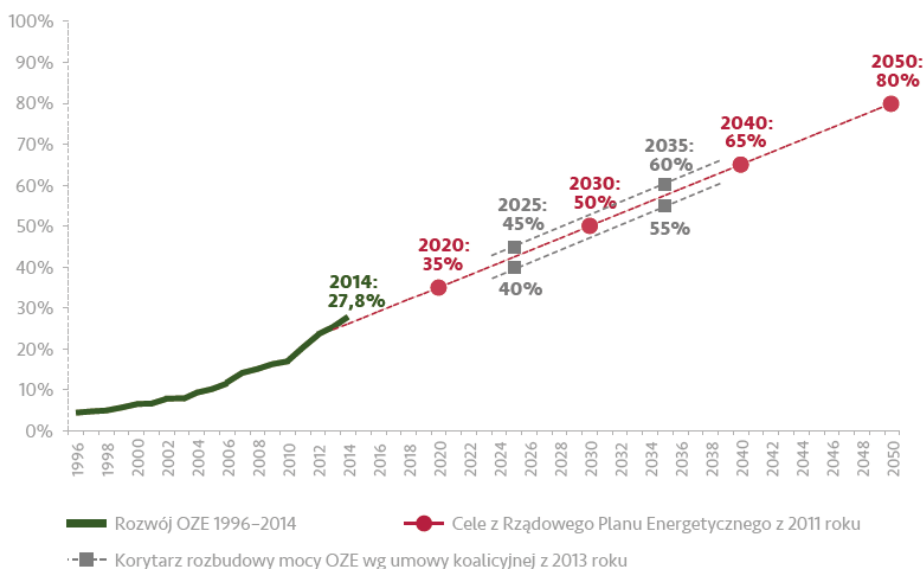
### Wstęp

W sektorze wytwarzania energii elektrycznej w Europie zaszły na przestrzeni ostatnich lat olbrzymie zmiany, które mają dwie zasadnicze cechy – po pierwsze, są w dużej mierze nieodwracalne, a po drugie, wymuszają zupełnie nowe spojrzenie na długoterminowe uwarunkowania inwestycyjne. Wydaje się, że sektor znajduje się obecnie w swego rodzaju okresie przejściowym, w którym z jednej strony tradycyjnie pojmowane procesy inwestycyjne są w dużej mierze niemożliwe do prowadzenia, a z drugiej – ciężko jest zdefiniować nowe kierunki rozwoju, które mogłyby być odporne na uwarunkowania zewnętrzne, w szczególności – a może przede wszystkim – regulacyjne.

O ile w warunkach polskich procesy te są stosunkowo mniej zaawansowane, to niektóre kraje europejskie przeszły już dużą część drogi, na końcu której prawdopodobnie znajdziemy się w zupełnie nowej „rzeczywistości energetycznej”. Jednym z najbardziej jaskrawych przykładów takiej transformacji stanowią oczywiście Niemcy – analiza skutków konsekwentnie prowadzonej polityki energetycznej w tym kraju może dać niejaki pogląd co do przyszłości także polskiego sektora wytwarzania energii elektrycznej.

## Niemiecki sektor energii elektrycznej jako lekcja dla Polski?

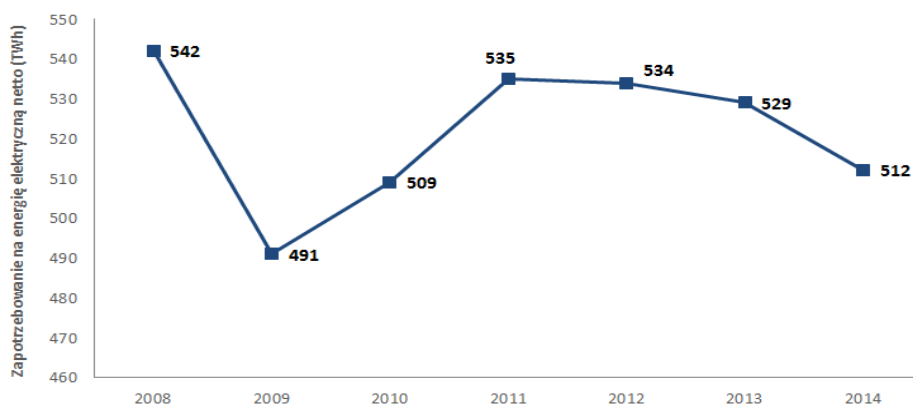
W ostatnich latach tradycyjne niemieckie koncerny energetyczne, w dużej mierze oparte na źródłach konwencjonalnych – gazowych i węglowych – zanotowały dramatyczne spadki rentowności swoich aktywów i musiały podjąć stosunkowo drastyczne kroki dla poprawy swojej kondycji finansowej. Sytuacja ta została spowodowana w dużej mierze przez bardzo dynamiczny rozwój odnawialnych źródeł energii (OZE), a także w pewnym stopniu przez fakt, iż koncerny te zbyt późno wzięły udział w tej transformacji sektora, nie doceniając początkowo, jak się wydaje, jej skutków.



**Rys. 1.** Udział energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w zapotrzebowaniu na energię brutto

Źródło: [1,2].

Dynamiczny rozwój OZE w Niemczech rozpoczął się w roku 2000, wraz z uchwaleniem pierwszej ustawy o OZE, która wprowadziła hojny system wsparcia dla tego typu źródeł, a znaczącego przyspieszenia nabral w szczególności w latach 2008-2012. Udział źródeł odnawialnych w zapotrzebowaniu na energię wzrósł od roku 2000 o blisko 20 punktów procentowych, do poziomu ok. 30% w roku 2015. Zgodnie ze strategią energetyczną rządu niemieckiego, określaną jako *Energiewende* – czyli po prostu transformacja energetyczna – udział ten ma wzrosnąć aż do 80% w roku 2050 [1, 2].



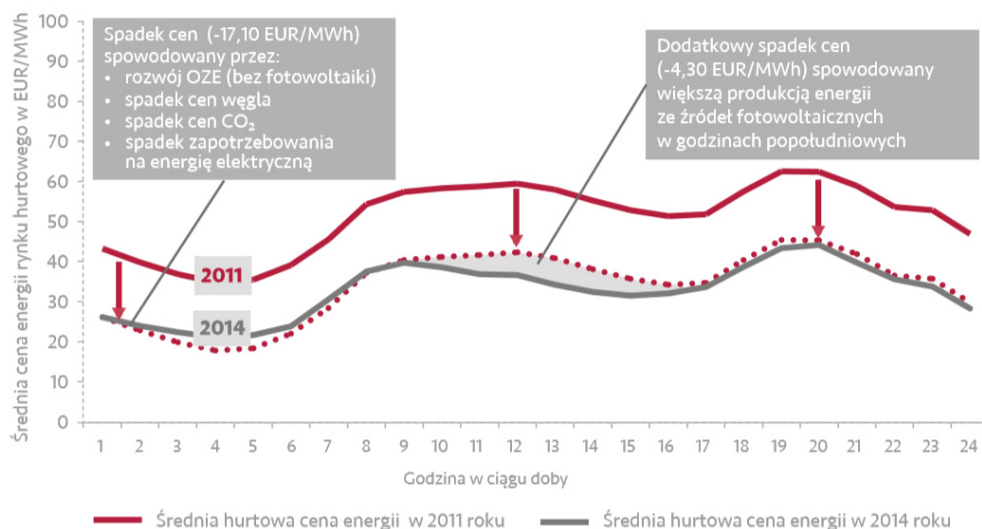
**Rys. 2.** Zapotrzebowanie na energię elektryczną w Niemczech w latach 2008-2014

Źródło: Opracowanie własne na podstawie [3].

Boom inwestycyjny w OZE, a także przekazywanie do eksploatacji nowych wysoko-sprawnych bloków węglowych i gazowych, których budowa rozpoczęła się w latach 2007-2008, w połączeniu ze spadkiem zapotrzebowania na energię elektryczną<sup>1</sup>, przelożył się na dużą nadpodaż energii i mocy na niemieckim rynku energii elektrycznej. Co prawda dalszy rozwój OZE umożliwia wyłączenie starych niskosprawnych bloków węglowych oraz stopniowe odejście od energetyki jądrowej, ale zjawisko nadpodaży stwarza obecnie istotne problemy dla konwencjonalnych wytwórców energii. Kluczowym

<sup>1</sup> Od kilku lat obserwujemy lekki spadek zużycia energii elektrycznej w Niemczech (rok 2014 nie jest do końca reprezentatywny, ze względu na wyjątkowo wysokie temperatury w zimie), co jest wynikiem głównie konsekwentnej poprawy efektywności energetycznej niemieckiej gospodarki. Spore oszczędności notują gospodarstwa domowe, natomiast ciężko wskazać na jednoznaczną przyczynę spadków zużycia energii w przemyśle. Z pewnością nie jest to efekt wysokich cen energii elektrycznej, gdyż przedsiębiorstwa energochłonne w Niemczech są beneficjentami szeregu zwolnień z różnorodnych opłat zawartych w cenie energii, w tym opłaty OZE [4].

problemem dla niemieckich koncernów stał się spadek marż w obszarze wytwarzania, wynikający przede wszystkim ze „splaszczenia” *merit order* oraz spadku wskaźników obciążenia bloków węglowych i gazowych<sup>2</sup>.



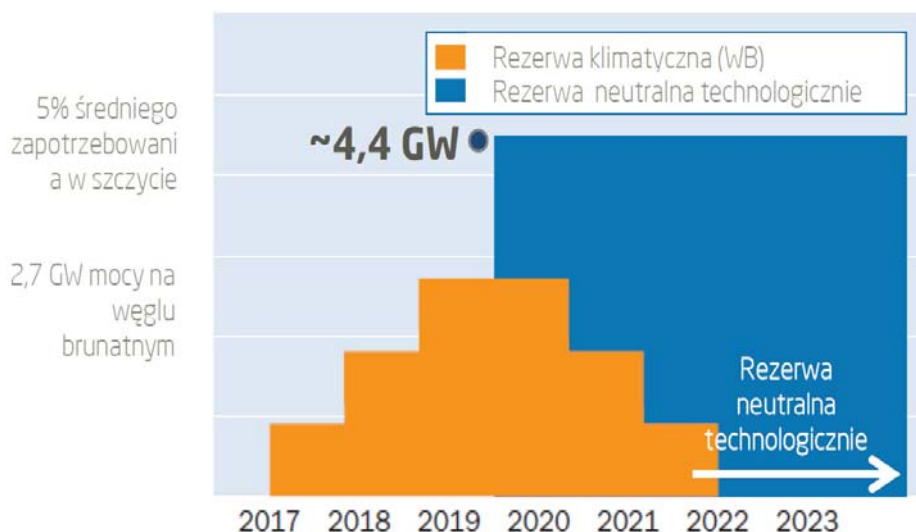
**Rys. 3.** Spadek hurtowych cen energii w Niemczech pomiędzy 2011 a 2014 rokiem

Źródło: [1,2].

Opublikowana 3 lipca 2015 roku przez Ministerstwo Gospodarki i Energetyki Niemiec tzw. Biała Księga – Rynek energii dla Energiewende [5] – to silny sygnał, że rząd federalny przekonany jest do kontynuacji procesu transformacji energetycznej w kierunku systemu opartego o OZE. Powyższy dokument zakłada w praktyce dalszy rozwój obecnie funkcjonującego jednotowarowego rynku energii (ang. *Energy Only Market*, rynek wyłącznie energii – EOM; w przeciwieństwie do dwutowarowego, czyli energii i mocy), wzbogaconego o system rezerw mocy. Co warto podkreślić, Biała Księga odrzuca możliwość implementacji kompleksowego rynku mocy (czyli rynku, na którym wynagradzane są także zdolności wytwórcze, a nie tylko rzeczywista produkcja energii elektrycznej), który w kontekście realizowanej polityki rozwoju OZE ocenia jako mniej efektywny kosztowo oraz zbędny dla utrzymania bezpieczeństwa dostaw.

<sup>2</sup> Dla przykładu wysokosprawny blok gazowo-parowy Irsching 5 oddany do eksploatacji w 2010 roku został przeniesiony do rezerwy strategicznej, m.in. dlatego, że w 2012 roku przepracował jedynie poniżej 2000 godzin.

W oparciu o założenia Białej Księgi przygotowano projekt reformy rynku energii [6]. Z punktu widzenia wytwórców konwencjonalnych dokument ten dał podstawę prawną do reformy niemieckiego systemu rezerw mocy [7]. Zgodnie z projektem nowo wprowadzony system rezerw będzie składał się dodatkowo z dwóch elementów: rezerwy klimatycznej (2,7 GW, przewidzianej dla starych bloków opalanych węglem brunatnym) oraz rezerwy neutralnej technologicznie (1,7 GW – wprowadzenie zimą 2019/2020) [8]. Maksymalna wartość mocy w rezerwach będzie ograniczona do poziomu 5% średniego zapotrzebowania w szczycie, tj. do ok. 4,4 GW (wstępne szacunki wskazują, że koszt obydwu rezerw ma wynieść łącznie ~500 mln EUR rocznie). Po 2022 roku proponowane jest połączenie powyższych dwóch rezerw z mocami objętymi tzw. rezerwą zimową, której funkcjonowanie zostało przedłużone poza rok 2017.



**Rys. 4.** Rezerwa klimatyczna i rezerwa neutralna technologicznie w Niemczech (GW)

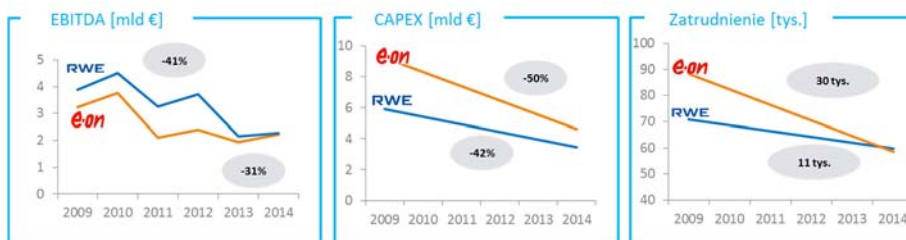
Źródło: Opracowanie własne na podstawie [10].

Decyzja o rozwijaniu rynku w kierunku rynku jednotowarowego wzbogaconego o system rezerw, została negatywnie przyjęta przez niemieckie koncerny. Co prawda wprowadzono dodatkowy mechanizm rezerw, ale z pewnością nie pozwoli on zrekompensować strat powstałych na wskutek dynamicznego rozwoju OZE. W tym miejscu warto podkreślić, że tylko dwie niemieckie firmy, RWE i EON w latach 2009-2014 utraciły

blisko 3 mld EUR EBITDA<sup>3</sup> w obszarze wytwarzania, co w kontekście zasilenia niemieckiego systemu dodatkowymi 500 mln EUR wskazuje na brak rozwiązania fundamentalnego problemu związanego z brakiem rentowności sektora. W szczególności przyjęcie takiej strategii regulacyjnej przez rząd Niemiec wskazuje, że trudno będzie niemieckim inwestorom finansować nowe inwestycje w energetykę konwencjonalną ze względu na brak odpowiedniego mechanizmu wsparcia oraz trudności w pozyskaniu finansowania dla tego typu projektów<sup>4</sup>. Potwierdzeniem tej tezy może być fakt, że obydwie firmy postanowiły funkcjonalnie wydzielić segment energetyki konwencjonalnej i skupić się na jego głębokiej restrukturyzacji, a nie rozwoju. Prezes RWE Peter Terium wielokrotnie podkreślał, że taki podział organizacji jest ostatecznością i zdecyduje się na niego jedynie gdy będzie przekonany, że sytuacja stała się wyjątkowo trudna [11].

## Skutki zmian na europejskim rynku energii

Rozwój OZE w połączeniu z brakiem funkcjonowania kompleksowego rynku mocy w Niemczech doprowadził do istotnego pogorszenia się sytuacji ekonomiczno-finansowej niemieckich koncernów energetycznych. Dwa największe z nich – RWE i EON – straciły od 2007 roku blisko 80-90% swojej wartości (kapitalizacji rynkowej) [12].



**Rys. 5.** Poziom EBITDA segmentu wytwarzanie oraz nakłady kapitałowe i zatrudnienie zatrudnienia w grupach RWE i EON w latach 2009-2014

Źródło: Opracowanie własne na podstawie raportów rocznych i prezentacji inwestorskich spółek.

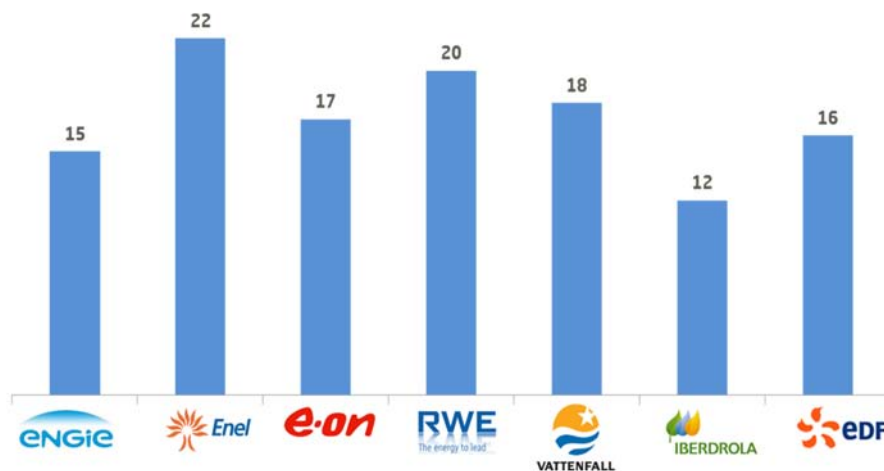
<sup>3</sup> EBITDA – ang. *earnings before interest, taxes, depreciation and amortization*; powszechnie stosowana kategoria finansowa oznaczająca zysk operacyjny przedsiębiorstwa (przychody minus koszty operacyjne) przed potrąceniem odsetek od zobowiązań, podatków oraz amortyzacji. Jest to przydatny wskaźnik do oceny podstawowej rentowności operacyjnej danej spółki, bez uwzględnienia efektów operacji finansowych i odpisów amortyzacyjnych.

<sup>4</sup> Obydwie firmy borykają się z problemem wysokiego zadłużenia, które w kontekście spadającego zysku EBITDA coraz trudniej obsługiwać, a w związku z tym pozyskać i nowe. Dodatkowo należy podkreślić, że w ostatnim okresie wiele inwestycji finansowych (w tym m.in. Allianz i ING) zrezygnowało z finansowania klasycznych inwestycji węglowych.

Utrata wartości jest jasnym sygnałem, że inwestorzy (w tym instytucje finansowe) tracą zaufanie co do zdolności generowania przez nie odpowiednich stóp zwrotu z zainwestowanego kapitału. Trudna sytuacja finansowa spółek znalazła odzwierciedlenie w spadku poziomu zysku EBITDA, przede wszystkim w segmencie energetyki konwencjonalnej. Spadek generowanych przepływów pieniężnych, który co gorsza nastąpił w trakcie realizacji ambitnych programów inwestycyjnych, doprowadził do wzrostu wskaźników zadłużenia spółek, a co za tym idzie utraty ratingów. Wysokie poziomy zadłużenia w połączeniu z niższą zdolnością do generowania dodatknych przepływów pieniężnych stawiają pod dużym znakiem zapytania możliwość dalszego rozwoju przedsiębiorstw w oparciu o inwestycje kapitałochłonne, głównie ze względu na trudność w pozyskaniu finansowania obcego na ich realizację. W obecnej sytuacji duże niemieckie utilities nie stoją w obliczu pytania w co inwestować, ale z czego zrezygnować, aby móc się dalej rozwijać.

Co do zasady, w celu zaadresowania rosnących problemów natury finansowej, reakcją europejskich koncernów na zmiany zachodzące na rynku energii w pierwszej kolejności było:

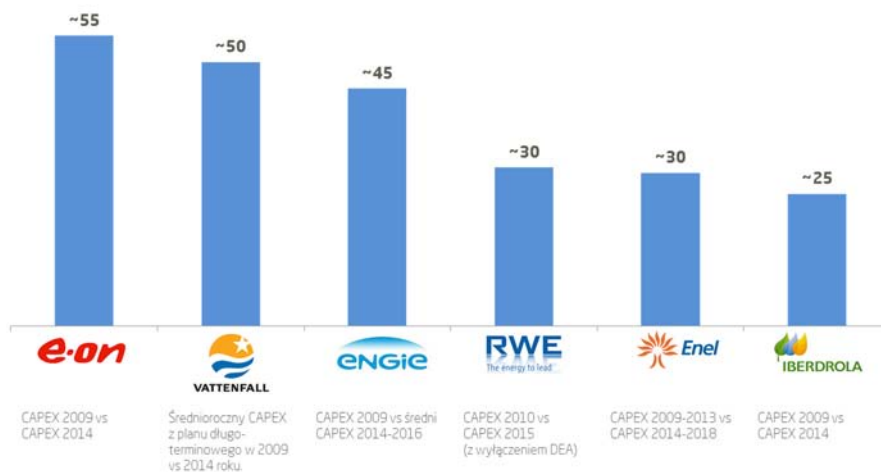
- **Uruchomienie głębokich programów poprawy efektywności** koncentrujących się głównie na obniżeniu kosztów kontrolowanych (głównie osobowych oraz usług obcych). Skala programów odpowiadała przeważnie 10-20% bazy kosztów kontrolowanych.



**Rys. 6.** Plany redukcji bazy kosztowej w wybranych przedsiębiorstwach (% bazy)

Źródło: Opracowanie własne na podstawie raportów rocznych i prezentacji inwestorskich spółek

- **Przeprowadzenie optymalizacji programów inwestycyjnych**, w których skupiono się na minimalizacji nakładów na modernizację i odtworzenie aktywów konwencjonalnych (rezygnacja z inwestowania w aktywa obciążonych największym ryzykiem utraty wartości – obszar największych odpisów aktualizujących wartość w sektorze energetycznym) – np. realizowana przez E.On od kilku lat strategia pod hasłem *less capital, more value*, czy też program „Perform 2015” realizowany przez GDF Suez (obecnie pod nazwą Engie), zakładający redukcję nakładów inwestycyjnych z poziomu ok.10 mld rocznie do poziomu 7-8 mld rocznie, w tym zmniejszenie nakładów utrzymaniowych na istniejący majątek o ok. 1 mld rocznie;
- **Ograniczenie inwestycji w nowe kapitałochłonne aktywa wytwórcze obciążone istotnym ryzykiem rynkowym bądź regulacyjnym**. Koncerny realizację kapitałochłonnych inwestycji uzależniają od stabilnego systemu wsparcia. Ze względu na dużą nadpodaż energii z OZE większość koncernów rezygnuje z nowych inwestycji rozwojowych w obszarze energetyki konwencjonalnej.



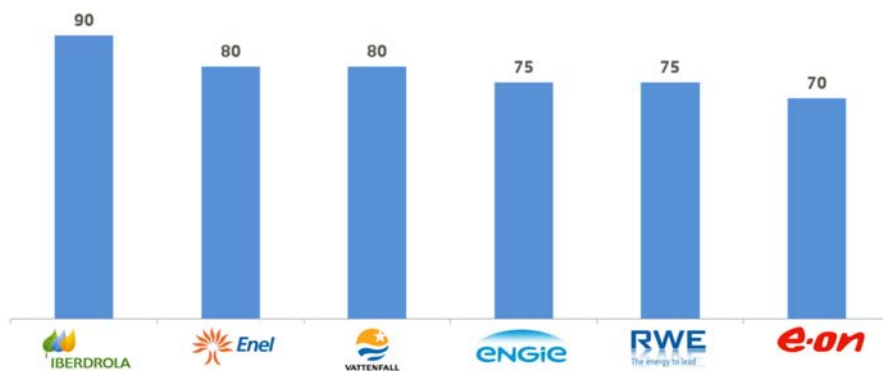
**Rys. 7.** Ograniczenie poziomów programów inwestycyjnych na przestrzeni ostatnich lat (%)

Źródło: Opracowanie własne na podstawie raportów rocznych i prezentacji inwestorskich spółek

- **Zwiększenie zaangażowania w inwestycje wynagradzane przez stabilne systemy regulacyjne**. Wszystkie koncerny angażują się w rozwój infrastruktury



sieciowej i budowę nowych OZE<sup>5</sup>. W zakresie OZE technologiami dominującymi są energetyka wiatrowa na lądzie oraz morzu (i, w mniejszej skali, mikroźródła rozproszone). Wybór projektów w tym obszarze podyktowanych jest często posiadanymi kompetencjami biznesowymi i atrakcyjnością systemów wsparcia.



**Rys. 8.** Udział inwestycji regulowanych i quasi-regulowanych w aktualnym programie inwestycyjnym (%)

Źródło: Opracowanie własne na podstawie raportów rocznych i prezentacji inwestorskich spółek

- **Zwiększanie zaangażowania w obszar usług energetycznych i okołoenerygetycznych.** Praktycznie wszystkie czołowe firmy energetyczne inwestują w rozwój tej działalności. Skala nakładów w aktywa trwale jest relatywnie niska, co związane jest ze specyfiką biznesową (biznes oparty na kosztach, dużej rotacji kapitału i relatywnie wysokich marżach). Dobrym przykładem jest utworzona przez E.On spółka E.On Connecting Energies, świadcząca zintegrowane usługi energetyczne dla klientów biznesowych i przemysłowych, skupiająca się głównie na dostarczaniu rozwiązań związanych z zarządzaniem zużyciem energii, efektywnością energetyczną oraz mikroźródłami instalowanymi u klienta. Firma powstała w lipcu 2012 roku i ma już ponad 300 mln EUR rocznego obrotu i zatrudnia 700 pracowników.

<sup>5</sup> Odnawialne źródła energii, mimo przeprowadzonych w wielu krajach programów optymalizacji systemów wsparcia, skutkujących zmniejszeniem możliwych do osiągnięcia stóp zwrotu, nadal pozostają dość atrakcyjnym obszarem inwestycyjnym, w szczególności ze względu na niższe ryzyko inwestycyjne i krótszy okresy budowy, a tym samym krótszy okres zamrożenia kapitału. Widać także tendencję do tzw. *capital recycling* – firmy energetyczne rozwijają i budują nowe moce OZE, aby następnie odsprzedać je innym inwestorom, generując tym samym marżę dewelopera i uwalniając kapitał na kolejne inwestycje.

- **Realizacja programu dezinwestycji w celu pozyskania środków na nowe projekty rozwojowe i spłatę zadłużenia** – tzw. realizacja strategii rotacji kapitału (np. dezinwestycje rentownych aktywów konwencjonalnych w USA przez Engie, rozpoczęcie procesu sprzedaży kompleksów paliwowo-energetycznych opalanych węglem brunatnym w Niemczech przez Vattenfall, sprzedaż udziałów w istniejących i nowo budowanych instalacjach OZE przez np. RWE, EON, Iberdrola i Dong, sprzedaż spółek dystrybucyjnych przez Fortum).
- **Przeprowadzenie zmian organizacyjnych** – zmiany pozwalające na uzyskanie większej liczby synergii operacyjnych związanych z prowadzeniem nowego bardziej innowacyjnego modelu biznesowego na zmieniającym się rynku energii (np. łączenie obsługi klienta jednostek zajmujących się małoskalowym OZE, dystrybucją i obrotem w celu lepszego wykorzystania bazy klientów, stworzeniu struktur sprzyjających innowacyjności i rozwojowi małoskalowych projektów inwestycyjnych).

Powyższe tendencje w coraz większym stopniu pojawiają się również na rynku polskim i wraz z postępującą transformacją sektora będą się nasilać.

## Główne czynniki decydujące o przyszłym kształcie rynku w Polsce

Ze względu na fakt, że polski rynek energii w coraz większym stopniu integruje się z rynkiem europejskim (rozwój infrastruktury przesyłowej, unifikacja regulacji wynikająca z coraz większej ingerencji Komisji Europejskiej w kształt krajowych regulacji oraz realizacji wspólnej polityki energetyczno-klimatycznej) należy oczekiwać, że obserwowane w innych krajach UE zmiany rynkowe będą w coraz większym stopniu oddziaływały na polską energetykę.

Sytuację, w której polski rynek energii działał w niejakim oderwaniu od zmian dokonujących się na sąsiednich rynkach być może trzeba będzie zaliczyć do przeszłości. Obserwowany na rynkach światowych spadek cen paliw (węgla kamiennego, gazu ziemnego i ropy) wymusza na krajowych dostawcach obniżenie cen surowca. Spadek cen paliw powoduje, że instalacje opalne węglem brunatnym<sup>6</sup> i te charakteryzujące się wyższą sprawnością produkcji energii częściowo tracą swoją przewagę konkurencyjną. W rezultacie tego procesu spadają ceny energii elektrycznej i marże realizowane przez wszystkich wytwórców konwencjonalnych. Już obecnie trudną sytuację wytwórców na polskim rynku energii dobrze obrazuje ich sytuacja na rynku kapitałowym – wycena

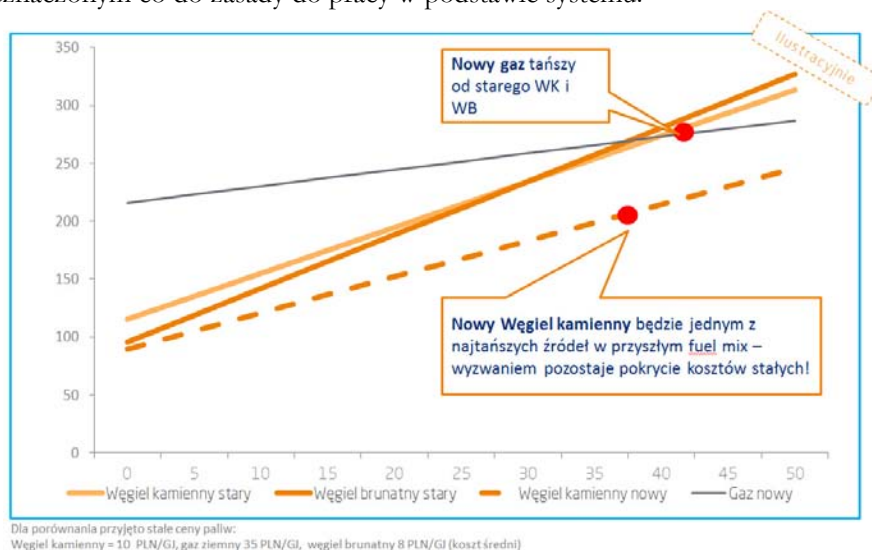
---

<sup>6</sup> Głównie ze względu na relatywnie stały i niezależny od warunków rynkowych koszt paliwa

giełdowa trzech<sup>7</sup> największych polskich firm energetycznych spadła w ciągu 2015 roku od ok. 30% (PGE i Enea) do ponad 40% (Tauron).

Utrzymanie się niskich cen paliw w długim horyzoncie czasowym będzie czynnikiem negatywnym dla energetyki konwencjonalnej, gdyż odbiera dużą część wartości nowym projektom inwestycyjnym, które co do zasady wykorzystują nowe, bardziej kapitałochłonne rozwiązania technologiczne. Dochodzimy więc do ciekawej zależności, że im zasób paliwowy bardziej obfity i tani, tym mniej oplaca się inwestować w poprawę sprawności jednostek wytwórczych.

Jednocześnie Unia Europejska przewiduje stymulowanie nowych rozwiązań technologicznych poprzez wprowadzenie nowego drogiego czynnika produkcyjnego, jakim są uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub>. Wzrost cen CO<sub>2</sub> powoduje, że im jednostka bardziej sprawna, a co za tymi idzie, i mniej emisyjna, tym bardziej oplaca się ją utrzymywać na rynku. Jednak w długim terminie dodatkowe koszty środowiskowe stanowią duże wyzwanie dla technologii węglowych. Przy pewnym poziomie cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (ilustracja poniżej), to najdroższe obecnie w eksploatacji bloki gazowe mogą istotnie zwiększać podaż na rynku, jednocześnie odbierając produkcję blokom węglowym, przeznaczonym co do zasady do pracy w podstawie systemu.



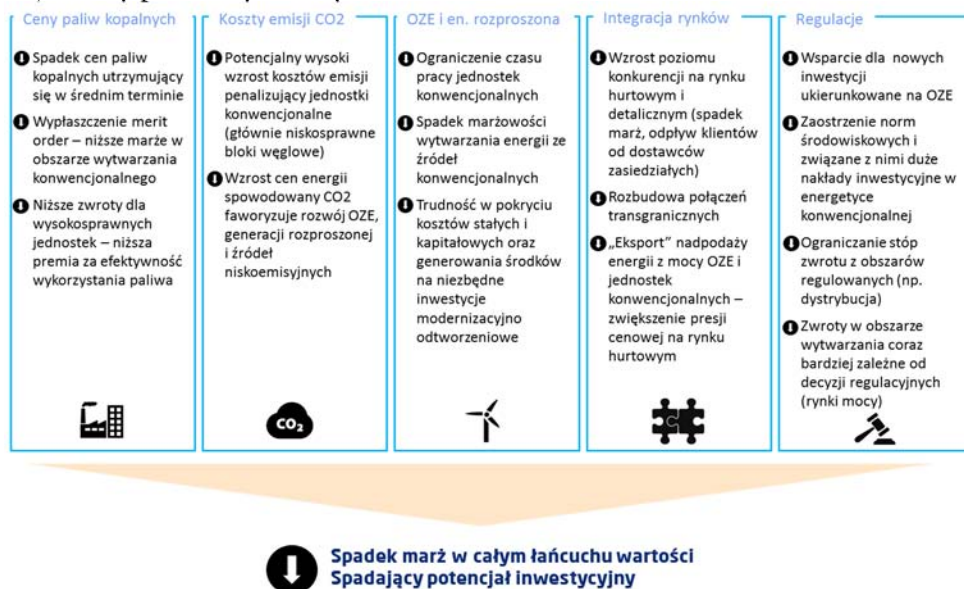
**Rys. 9.** Porównanie kosztów krańcowych technologii konwencjonalnych przy różnych poziomach cen CO<sub>2</sub> (PLN/MWh)

<sup>7</sup> Energe w tym zestawieniu pomijamy ze względu na bardzo mały udział wytwarzania w strukturze EBITDA firmy

Należy pamiętać, że relatywnie wyższe koszty kapitałowe bloków węglowych wymagają, aby pracowały one z możliwie dużym obciążeniem, gdyż tylko w ten sposób są w stanie wygenerować odpowiednio wysoką marżę na kosztach zmiennych, konieczną do pokrycia wysokich kosztów stałych, w tym kapitałowych.

Równoległe do powyższych procesów obserwujemy dynamiczny rozwój instalacji OZE, których produkcja zastępuje w systemie produkcję ze źródeł konwencjonalnych. Dodatkowa subsydiowana energia zwiększa podaż na rynku, w rezultacie czego ceny energii spadają, zmniejszając jednostkową marżowość produkcji na aktywach konwencjonalnych. Niższe obciążenie bloków konwencjonalnych powoduje rosnącą trudność w pokrywaniu kosztów stałych (w tym kapitałowych) oraz zwiększa koszty utrzymania bloków (spadek sprawności związany z niepełnym wykorzystaniem mocy, wyższe koszty utrzymania majątku, w tym remonty).

W kontekście powyższych wyzwań wieloletnia strategia inwestycyjna w energetyce konwencjonalnej powinna adresować przede wszystkim szereg nowych ryzyk rynkowych i regulacyjnych. Dodatkowym wyzwaniem jest realizacja ambitnych programów inwestycyjnych w świecie istotnych ograniczeń budżetowych (związanych ze spadkiem marżowości segmentu energetyki konwencjonalnej) większy nacisk na decyzje optymalizujące cały portfel wytwórczy.



**Rys. 10.** Podsumowanie kluczowych elementów otoczenia wpływających na polski sektor energetyczny

## Uwagi końcowe

Główną konkluzją, jaka się nasuwa po analizie uwarunkowań strategii inwestycyjnej w energetyce konwencjonalnej w Polsce jest to, iż nowe decyzje inwestycyjne uzależnione będą od wprowadzenia mechanizmów zapewniających ekonomiczną przewidywalność dla tego typu aktywów. W szczególności wydaje się, iż dotychczasowy jednorodny rynek energii elektrycznej w dobie rosnącego udziału źródeł o niemal zerowych kosztach zmiennych stracił rację bytu – i dla zapewnienia w tym przejściowym okresie stabilnych dostaw mocy wymagane będzie stworzenie dedykowanych mechanizmów. A zatem to regulacje, a nie inwestorzy, zdecydują o przyszłym kształcie polskiej energetyki. Należy w tym zakresie także oczekiwać, iż era osiągania ponadprzeciętnych zwrotów na inwestycjach w energetyce być może się już skończyła – co do zasady zwroty regulowane są bowiem niższe niż te „rynkowe”, przy czym z drugiej strony dają tak bardzo potrzebną przewidywalność i stabilność inwestycyjną.

Jednocześnie, w obliczu dynamicznych zmian w obszarze postępu technologicznego, w szczególności dotyczącego źródeł odnawialnych, i związanej z tym niepewności co do faktycznej długości horyzontu inwestycyjnego, nastąpić może stopniowe odchodzenie od inwestowania w aktywa o bardzo długim cyklu życia, i – co za tym idzie – bardzo długim okresie zwrotu.

Tendencje te są szczególnie łatwe do zaobserwowania już obecnie w Europie Zachodniej – rezygnacja z inwestycji w obszarze energetyki konwencjonalnej (przy czym dotyczy to zarówno braku realizacji nowych inwestycji, jak i minimalizacji nakładów modernizacyjno-odtworzeniowych w istniejących aktywach), zmniejszenie zaangażowania w obszarze wydobywania paliw kopalnych (np. dezinwestycja spółki wydobywającej ropę i gaz RWE Dea), jak również w projekty kapitałochłonne, takie jak np. energetyka jądrowa (np. EDF nie realizuje inwestycji w Wielkiej Brytanii samodzielnie, ale z partnerem chińskim).

Kapitałochłonne projekty wytwórcze będą zatem w przyszłości z dużym prawdopodobieństwem oparte o mechanizmy regulacyjne (np. mechanizmy mocowe czy też kontrakty różnicowe), ryzyko rynkowe podejmowane będzie natomiast głównie w obszarze tzw. nowego biznesu, gdzie koncerny energetyczne będą budować kompetencje na konkurencyjnym rynku, z myślą o wykorzystaniu potencjału istniejącej bazy klientów. Rozwój w tym obszarze będzie wymuszał na firmach energetycznych przebudowę struktur organizacyjnych w kierunku bardziej elastycznych i umożliwiających szybsze podejmowanie decyzji, gdyż jasne jest, iż jedynie doskonałość operacyjna jest w stanie

zagwarantować sukces na szeroko rozumianym rynku usług. Działalność usługowa charakteryzuje się niższym zapotrzebowaniem na kapitał, a zarazem wyższym zapotrzebowaniem na wysokie kompetencje biznesowe, obsługi klienta, marketingowe, komunikacyjne etc. Większość firm dopiero rozpoczyna rozwój tej działalności, ale liczy jednocześnie, iż w długim terminie będzie ona istotnym elementem budującym wartość przedsiębiorstwa.

## Literatura

- [1] Ministerstwo Gospodarki i Energetyki Niemiec (BMWi), *Ein gutes Stück Arbeit, Die Energie der Zukunft, Vierter Monitoring-Bericht zur Energiewende Kurzfassung*, <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/V/vierter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>
- [2] Polski Komitet Energii Elektrycznej (PKEE), Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), *Odnawialne Źródła Energii w Niemczech 2014*, (2015), Warszawa
- [3] Das Statistik – Portal „Statista”, *Nettostromverbrauch in Deutschland in den Jahren 1991 bis 2014 (in Terawattstunden)*, <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/164149/umfrage/netto-stromverbrauch-in-deutschland-seit-1999/>
- [4] Ministerstwo Gospodarki i Energetyki Niemiec (BMWi). *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien 2014*, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gesetz-fuer-den-ausbau-erneuerbarer-energien,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>
- [5] Ministerstwo Gospodarki i Energetyki Niemiec (BMWi), *Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch)*, (2015), <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Strommarkt-der-Zukunft/Strommarkt-2-0/stellungnahmen-weissbuch,did=718200.html>
- [6] Ministerstwo Gospodarki i Energetyki Niemiec (BMWi), *Gesetzesentwurf zur Weiterentwicklung des Strommarktes*, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/entwurf-eines-gesetzes-zur-weiterentwicklung-des-strommarktes,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

- [7] Ministerstwo Gospodarki i Energetyki Niemiec (BMWi), *Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung, des Einsatzes und der Abrechnung einer Kapazitätsreserve*, <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/V/verordnung-kapazitaetsreserveverordnung-kapresv,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>
- [8] Wustlich G. *Kapazitäts- und Klimareserve*, prezentacja w ramach platformy Plattform Strommarkt (2015), Ministerstwo Gospodarki i Energetyki Niemiec (BMWi)
- [9] Ministerstwo Gospodarki i Energetyki Niemiec (BMWi), *Verständigung zwischen der Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland (...)*, Porozumienie między Rządem Niemiec i operatorami elektrowni węglowych o przeniesieniu ich bloków do rezerwy (2015), <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/V/verstaendigung-braunkohle,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>
- [10] [10] Franke A. (2015), *RWE to move 1.5 GW lignite in climate reserve*, Platts 2015, Iss. 207
- [11] Käckenhoff T., *UPDATE 2-RWE may split up if power prices fall further – CEO*, <http://www.reuters.com/article/rwe-restructuring-idUSL8N12Y2JX20151103?feedType=RSS&feedName=utilitiesSector>
- [12] <http://finance.yahoo.com/>