



# Nie tylko wytwarzanie. O cichej rewolucji w polskiej elektroenergetyce

III edycja raportu ING Banku Śląskiego i PwC na temat finansowania inwestycji energetycznych  
Maj 2013





Szanowni Państwo,

kolejny raz mamy przyjemność podzielenia się z Państwem naszymi refleksjami dotyczącymi sektora energetycznego w Polsce. Kiedy składaliśmy materiały do Raportu w 2011 roku, największe wrażenie na odbiorcach mogły zrobić liczby. Wielkość niezbędnych nakładów inwestycyjnych w sektorze energetycznym szacowana była wówczas na 170 mld zł w horyzoncie 10 lat. Ta kwota pobudzała wyobraźnię i oczekiwania potencjalnych beneficjentów procesu inwestycyjnego. W podsumowaniu tamtego raportu diagnozowaliśmy, że główną przyczyną wyczekiwania w obszarze inwestycji są rewolucyjne zmiany w otoczeniu regulacyjnym i prawnym sektora. Według naszej ówczesnej oceny stworzenie stabilnego systemu regulacji prawnych oraz przejrzystego i trwałego systemu wsparcia OZE było jednym z podstawowych warunków do podejmowania decyzji o rozpoczęciu długo wyczekiwanych inwestycji w energetyce. Inwestycji o okresie zwrotu liczącym nawet kilkadziesiąt lat.

Systemu takiego do dzisiaj nie mamy i nadal nie wiemy, kiedy zapowiadane nowe regulacje, określane jako tzw. Trójpak Energetyczny, wejdą w życie. W tegorocznej edycji raportu analizujemy, jaki wpływ na wstrzymanie części deklarowanych projektów inwestycyjnych w ostatnich dwóch latach miał brak stabilnej regulacji.

Jednocześnie szukamy odpowiedzi na pytania, czy, jak i kiedy na nasz rynek mogą oddziaływać takie trendy rynku europejskiego, jak lawinowy przyrost liczby instalacji fotowoltaicznych czy rozwój mikrogeneracji opartej na koncepcji energetyki prosumenckiej. Zastanawiamy się też, w jakim stopniu regulacje europejskie i inne zmiany pojawiające się poza granicami naszego kraju mogą być dodatkowym czynnikiem wprowadzającym niepewność w procesie decyzji inwestycyjnych.

Dostrzegając wspomniane przemiany w kraju i na świecie, postanowiliśmy przez ten pryzmat spojrzeć na polską elektroenergetykę w roku 2013. Pokazujemy, że wbrew pozorom dzieje się w niej bardzo dużo, stąd nieco przewrotny tytuł raportu.

Specjalne podziękowania za pomoc i wkład w przygotowanie Raportu kierujemy do Zarządu i ekspertów z Banku Gospodarstwa Krajowego.

Zapraszamy do lektury!

Piotr Łuba  
Partner Zarządzający Doradztwem Biznesowym  
Lider Grupy Energetycznej  
PwC

Kazimierz Rajczyk  
Dyrektor Zarządzający Sektorem  
Energetycznym  
ING Bank Śląski



# Spis treści

|                                                                                        |           |
|----------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>1. Cicha energetyczna rewolucja – kluczowe ustalenia raportu</b>                    | <b>7</b>  |
| <b>2. Dlaczego i gdzie? Przyczyny i kierunki transformacji inwestycji od 2008 roku</b> | <b>11</b> |
| <b>2.1. Wytwarzanie</b>                                                                | <b>12</b> |
| 2.1.1. Energetyka konwencjonalna                                                       | 12        |
| 2.1.2. Energetyka atomowa                                                              | 20        |
| 2.1.3. Energetyka odnawialna                                                           | 20        |
| 2.1.4. Energetyka prosumencka i magazynowanie energii                                  | 23        |
| <b>2.2. Sprzedaż i dystrybucja</b>                                                     | <b>25</b> |
| 2.2.1. Sprzedaż                                                                        | 25        |
| 2.2.2. Dystrybucja                                                                     | 26        |
| <b>3. Prawo zamówień publicznych. Koło zamachowe czy kula u nogi inwestycji?</b>       | <b>29</b> |
| 3.1 Wpływ Prawa zamówień publicznych na inwestycje w energetyce                        | 30        |
| 3.2 „Dialog techniczny” – remedium na ograniczenia PZP?                                | 31        |
| <b>4. Formuła realizacji inwestycji – czy EPC oznacza: drożej, ale bez ryzyka?</b>     | <b>33</b> |
| 4.1. Charakterystyka formuł realizacji inwestycji                                      | 34        |
| 4.2. EPC – drożej, ale bez ryzyka?                                                     | 37        |
| <b>5. Inwestycje Polskie – nowe możliwości finansowania</b>                            | <b>41</b> |
| 5.1. Przegląd dotychczasowych metod finansowania                                       | 42        |
| 5.2. Inwestycje Polskie                                                                | 43        |
| <b>6. Zamiast podsumowania czyli dokąd zmierzasz energetyko?</b>                       | <b>47</b> |



# 1. Cicha energetyczna rewolucja – kluczowe ustalenia raportu

Obserwacja aktualnych planów inwestycyjnych graczy rynkowych w segmencie wytwarzania energii oraz zmian, które zaszły w sektorze, nakreśla nieco inną wizję przyszłości w stosunku do tej z 2008 roku, kiedy powstała Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku (PEP).

Przede wszystkim nastąpiła redukcja planów w zakresie mocy wytwórczych. Z deklarowanych w 2008 roku planów budowy 21,5 GW nowych mocy dzisiejsze plany zmniejszyły się do 12,1 GW. Gracze rynkowi, obserwując realne zmiany zapotrzebowania rok do roku, zrewidowali swoje prognozy dotyczące jego wzrostu w przyszłości – wzrost będzie następował, jednak nie w tempie 2,2%, jak pierwotnie przyjmowano. Zestawienie zmodyfikowanej prognozy wzrostu zapotrzebowania z harmonogramem wycofań starych oraz przyrostu nowych jednostek pozwala wnioskować, że w systemie do roku 2020 jest miejsce na 6-9 nowych bloków o mocy ~900 MW. Biorąc pod uwagę fakt, że jedynie trzy projekty budowy nowych jednostek węglowych są w wysokim stopniu zaawansowane, nadal jest miejsce na realizację kilku kolejnych. Otwarte jest nadal pytanie, który z graczy je zrealizuje oraz w oparciu o jakie paliwo.

Od co najmniej trzech lat, przy okazji debaty o kierunkach inwestycji w polskiej energetyce, pada pytanie „gaz czy węgiel”. Przewidywania inwestorów z 2008 roku zakładały bardzo wysokie ceny CO<sub>2</sub>, co – wraz z prognozą silnego wzrostu cen energii elektrycznej – skłaniało do przygotowywania projektów budowy bloków w oparciu o gaz. Obecnie, kiedy cena CO<sub>2</sub> jest niska, wielu graczy postanowiło odejść od planów budowy nowych jednostek na gaz – dotyczy to jednak wyłącznie elektrowni, nie zaś elektrociepłowni. Przyszłe przeobrażenia na rynku gazu mogą jednak zmienić ten obraz, przyczyniając się do spadku cen gazu, dzięki czemu elektrownia gazowa mogłaby być opłacalnym przedsięwzięciem. O ile dla opłacalności budowy elektrowni gazowej konieczny jest spadek cen gazu lub istotny wzrost cen CO<sub>2</sub> w przyszłości, o tyle budowa elektrociepłowni gazowej jest rentowną inwestycją nawet w obecnych warunkach. Elektrociepłownie zawdzięczają to możliwości sprzedaży ciepła oraz instrumentom wsparcia, których przedłużenie spodziewane jest wraz z uchwaleniem nowej ustawy Prawo energetyczne. Potencjał budowy „dużych” bloków gazowych pracujących jako elektrociepłownie powoli się wyczerpuje, ale nadal jest szeroka przestrzeń na rozwój mniejszych źródeł.

Od 2008 roku przewidywano silny wzrost cen CO<sub>2</sub>, zakładano też wyraźny wzrost cen energii elektrycznej. Tymczasem w poprzednich latach hurtowe ceny energii nie rosły dynamicznie, a prognozy na 2014 i 2015 rok również nie skłaniają

inwestorów do optymizmu. Sytuacji tej z pewnością nie należy traktować jako wyznacznika trendu długoterminowego, bowiem dzisiejsza cena w wielu przypadkach nie pozwala wytwórcom nawet na pokrycie kosztów operacyjnych działalności. Ma to szczególne znaczenie w dobie wygasania rekompensat za przedterminowe rozwiązanie kontraktów długoterminowych oraz konieczności obsługi zadłużenia z tytułu inwestycji.

Oprócz korekty oczekiwań dotyczących wzrostu cen energii, ostatni okres przyniósł rozczarowanie dla dotąd stabilnego rynku źródeł odnawialnych (OZE) – cena „zielonego” certyfikatu 16.04.2013 roku osiągnęła poziom 122,5 PLN/MWh. Realnym problemem okazała się nadpodaż certyfikatów. Bez względu na kierunki zmian w ustawie o OZE, sektor ten doczekał się momentu, kiedy nadal jest w nim miejsce na nowe projekty, ale tylko wyselekcjonowane. Farma wiatrowa o produktywności mniejszej niż 2700 h/rocznie (31% czasu w roku) nie przyniesie satysfakcjonującej stopy zwrotu, podobnie jak inwestycja w źródło na biomasę przy cenie paliwa wyższej niż 29,6 PLN/GJ<sup>1</sup>. Oczywiście każda inwestycja o średnich parametrach operacyjnych może okazać się opłacalna, jeśli na rynku nastąpi interwencja w kierunku trwałej likwidacji nadpodaży certyfikatów, wydaje się jednak, że kolejny wzrost cen energii z tego tytułu dla odbiorcy końcowego nie byłby akceptowalny.

Zatem segment wytwarzania to wciąż ciekawa opcja inwestycyjna, dotyczy to jednak wyłącznie wybranych projektów. Wśród nich jest z pewnością miejsce dla mikrogeneracji – głównie opartej o prosumenta<sup>2</sup>. Obsługa prosumenta to dla graczy rynkowych nie tylko sam techniczny proces rozliczeń, ale przede wszystkim punkt kontaktu z klientem, którego potrzeby stają się coraz bardziej istotne.

W dobie ograniczenia projektów budowy nowych mocy – z uwagi na niepewność dotyczącą cen gazu i CO<sub>2</sub> oraz regulacji OZE – wielkim wygranym w dziedzinie nakładów inwestycyjnych jest nietraktowany dotąd priorytetowo segment dystrybucji. Inwestycje w ten obszar to doskonałe miejsce alokacji środków w warunkach niepewności, przy czym są to inwestycje nie tylko w same sieci, ale również we wzrost jakości obsługi klienta.

Klient po raz pierwszy pojawia się w centrum uwagi firm energetycznych. Inwestycje w jakość obsługi klienta nie wymagają wielu miliardów, optymistyczny jest także fakt, że inwestorzy dostrzegają konieczność alokacji środków w ten

<sup>1</sup> Przy założeniu ceny certyfikatu na poziomie 40% opłaty zastępczej.

<sup>2</sup> Prosument oznacza odbiorcę energii będącego jednocześnie jej producentem.

segment. W przyszłości należy się spodziewać, że walka o klienta nie będzie bazowała jedynie na cenie, a firmy elektroenergetyczne postarają się o coraz doskonalsze rozwiązania poprawiające jakość obsługi.

Pomimo weryfikacji planów inwestycyjnych w sektorze elektroenergetycznym w stosunku do roku 2008, środki wymagane na ich realizację nadal liczone są w dziesiątkach miliardów. Trzeba jednak pilnie poszukać odpowiedzi na pytanie, w jaki sposób wydać te środki. Konieczność stosowania Prawa zamówień publicznych (PZP) znacznie ogranicza inwestora w wyborze wykonawcy oraz narzuca mu tryb przygotowania tego wyboru. Praktyka pokazuje również, że inwestycja bez PZP może być znacząco tańsza. Świeżo wprowadzona do polskiego porządku prawnego instytucja „dialogu technicznego” daje inwestorom zobligowanym do stosowania PZP zbliżone prawa do praw tych spółek, które mogą prowadzić postępowanie, stosując wewnętrzne regulaminy. Warto ją wykorzystać.

Nie tylko „dialog techniczny” może być sposobem na zredukowanie nakładów inwestycyjnych, ale również odpowiednia konstrukcja umowy z wykonawcą w aspekcie podziału ryzyk. Przejęcie części „bezpiecznych” ryzyka przez inwestora nawet przy formule EPC („pod klucz”) może generować istotne oszczędności, bez wzrostu ryzyka dla projektu.

Oczywiście, w stosunku do koniecznych inwestycji środków finansowych w sektorze jest zawsze zbyt mało. Z uwagi na swoje znaczenie dla krajowej gospodarki sektor może jednak liczyć na dodatkowy „zastrzyk” finansowy. Taką opcję stwarza możliwość pozyskania finansowania z programu Inwestycje Polskie.

---



## 2. Dlaczego i gdzie? Przyczyny i kierunki transformacji inwestycji od 2008 roku

## 2.1. Wytwarzanie

### 2.1.1. Energetyka konwencjonalna

#### Prognoza zapotrzebowania

Zanim skutki ostatniego globalnego kryzysu finansowego zaczęły bezpośrednio wpływać na sytuację ekonomiczną w Polsce, krajowa gospodarka rozwijała się dynamicznie. Rozwój gospodarczy pociągał za sobą systematyczny wzrost rocznego krajowego zużycia energii elektrycznej brutto (do roku 2008). Opracowany w 2008 roku, a przyjęty przez Radę Ministrów rok później, dokument „Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku” opierał się na założeniach z okresu doskonałej koniunktury gospodarczej i na korzystnych długoterminowych prognozach rozwoju Polski. Zawarta w PEP prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną zakładała jego średnioroczny wzrost na poziomie 2,2% (w latach 2006-2030). W efekcie zapotrzebowanie na energię elektryczną brutto w 2030 roku miało sięgnąć 217,4 TWh.

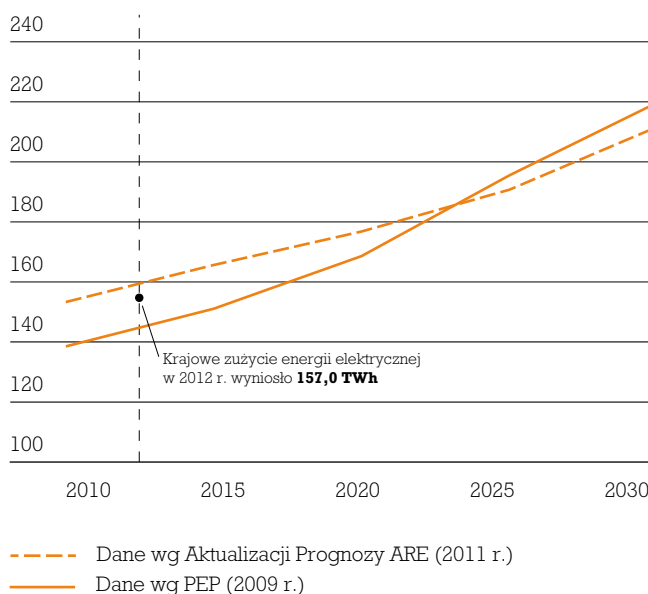
Od 2009 roku polska gospodarka odczuwa skutki spowolnienia gospodarczego, co przełożyło się na spadek dynamiki wzrostu PKB. W konsekwencji już w 2009 roku spadek koniunktury gospodarczej spowodował przejściowe ograniczenie zużycia energii elektrycznej (o 4% rok do roku). W kolejnym roku poziom zużycia energii elektrycznej wrócił do poziomu z 2008 roku, a w następnych latach krajowe zużycie energii elektrycznej pozostało na stabilnym poziomie.

W obliczu zmian sytuacji rynkowej Agencja Rynku Energii S.A. przygotowała w 2011 roku „Aktualizację prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030” („Aktualizacja Prognozy”). W dokumencie tym zweryfikowano prognozowane zapotrzebowanie na energię elektryczną brutto. Zgodnie z założeniami do 2030 roku ma ono osiągnąć poziom 209,8 TWh (mniej o 7,6 TWh w stosunku do

prognozy z PEP), a tempo wzrostu zapotrzebowania będzie utrzymywało się na poziomie 1,8%, nie zaś 2,2%, jak pierwotnie zakładano.

Biorąc pod uwagę przewidywania makroekonomiczne dla wzrostu gospodarki w przyszłości, a w tym w szczególności dla tempa wzrostu PKB, należy się spodziewać, że wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną będzie następował w tempie bliskim prognozowanemu w Aktualizacji Prognozy. Zatem wskaźnik wzrostu zużycia energii na poziomie 2,2 % przyjmowany w PEP z perspektywy dnia dzisiejszego należy uznać za optymistyczny.

#### Prognoza krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną brutto [TWh]



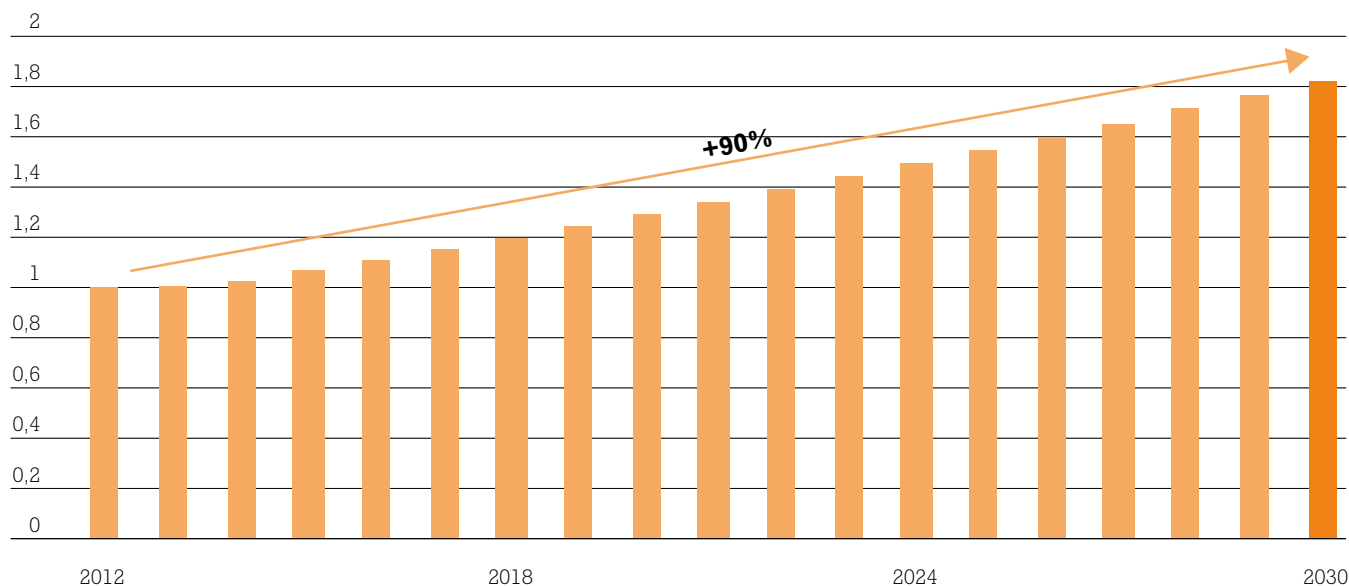
Źródło: Analiza PwC na podstawie „Polityki Energetycznej Polski do 2030 roku”, „Aktualizacji prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030” ARE oraz danych PSE (dot. zużycia energii elektrycznej w 2012 roku)

#### Zużycie brutto energii elektrycznej w Polsce w latach 2000-2012

| Rok           | 2000  | 2005  | 2006  | 2007  | 2008  | 2009  | 2010  | 2011  | 2012  |
|---------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Zużycie w TWh | 138,0 | 144,8 | 149,9 | 154,2 | 154,9 | 148,7 | 155,0 | 157,9 | 157,0 |

Źródło: PSE, Raporty roczne z funkcjonowania KSE w latach 2005-2012

## Skumulowany realny wzrost PKB (1,0 = PKB z roku 2012)



Źródło: Analiza PwC na podstawie prognoz Niezależnego Ośrodka Badań Ekonomicznych (NOBE)

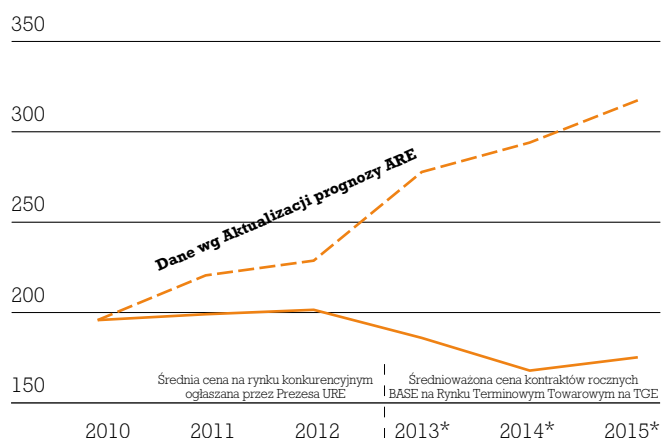
## Prognoza cen energii elektrycznej

W ślad za optymizmem w ocenie tempa wzrostu zapotrzebowania na energię podążały oczekiwania co do silnego wzrostu cen w przyszłości. Przy takich założeniach projekty budowy nowych mocy cechowały się wysoką stopą zwrotu bez względu na wybór paliwa.

Dzisiejsze ceny odbiegają jednak znacząco od niedawnych oczekiwań – aktualna hurtowa cena energii elektrycznej kształtuje się o około 50% poniżej prognozowanej w Aktualizacji Prognozy<sup>3</sup>. Obecny poziom cen może uniemożliwić wytwórcom osiągnięcie przychodów pozwalających na pokrycie wszystkich kosztów działalności. W związku z tym należy się spodziewać, że wytwórcy zaczną przerzucać większą część kosztów stałych w cenie energii elektrycznej. Wielu uczestników rynku zadaje sobie dziś pytanie, czy obecna cena rynkowa wynika z gry podaży i popytu, czy też jest wynikiem niedoskonałości rozwiązań formalnych związanych z rynkiem bilansującym. Drugie z powyższych wyjaśnień jest bardziej prawdopodobne.

<sup>3</sup> W odniesieniu do kontraktów BASE na rynku terminowym towarowym TGE zawartych na rok 2013. Łączny wolumen kontraktów 66,4 TWh.

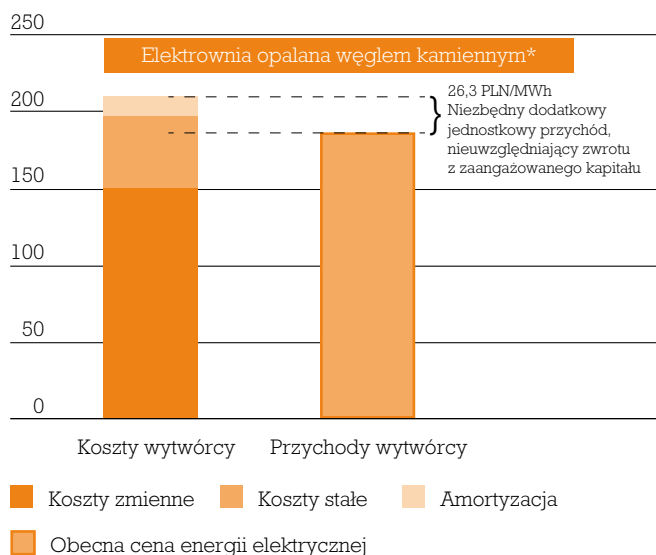
## Hurtowe ceny energii elektrycznej, ceny bieżące (PLN/MWh)



\*) wolumeny zawartych kontraktów, stan na dzień 6.04.2013 roku: dla roku 2013 – 66,4 TWh, 2014 – 26,5 TWh, 2015 – 1,6 TWh

Źródło: Analiza PwC na podstawie publicznie dostępnych informacji („Aktualizacja prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030”, dane giełdowe TGE uzyskane za pośrednictwem strony internetowej TGE). Wskaźnik inflacji wykorzystany na potrzeby obliczenia cen bieżących w latach 2013-2015 na podstawie prognozy NOBE (Niezależnego Ośrodka Badań Ekonomicznych)

### Jednostkowy koszt zmienny i stały oraz cena konieczna do pokrycia kosztów stałych dla reprezentatywnej jednostki opalanej węglem kamiennym (PLN/MWh)



Wskazany poziom ceny energii elektrycznej konieczny do zapewnienia rentowności działalności na poziomie operacyjnym opiera się na wielu założeniach, które nie muszą być reprezentatywne dla każdej jednostki wytwórczej bądź spółki. Każda jednostka wytwórcza posiada swoje unikalne uwarunkowania, stąd też analiza rentowności działalności wytwórczej powinna być przeprowadzana indywidualnie dla każdego przypadku.

\* Analiza oparta na publicznie dostępnych danych. Przeprowadzona została dla jednostki odpowiadającej siódmemu decylogowi sprawności elektrowni systemowych działających na terenie Polski i odpowiedniemu dla niej poziomowi kosztów stałych

Źródło: Analiza PwC na podstawie publicznie dostępnych informacji

Sytuację, kiedy cena produktu jest niższa niż koszt jego wytworzenia, należy uznać za tymczasową – szczególnie w warunkach braku nadpodaży mocy. Przy takich uwarunkowaniach cenowych żaden z uczestników rynku nie będzie w stanie przetrwać, zwłaszcza w obliczu wyzwań inwestycyjnych, przed jakimi stoi. Ponieważ nie istnieją przesłanki pozwalające stwierdzić, że spadek cen jest wynikiem trwałego załamania rynku, w przyszłości nadal należy oczekiwać wzrostów cen. Motorem tych wzrostów będą następujące czynniki:

- Zwiększone zapotrzebowanie – należy się spodziewać, że długoterminowy wzrostowy trend rozwoju polskiej gospodarki przekładać się będzie dodatnio na zapotrzebowanie na energię elektryczną, a w efekcie również na wzrosty cen tej energii. W pierwszej kolejności

dotyczyć to będzie cen w okresach zapotrzebowania szczytowego, a dopiero w drugiej kolejności – cen BASE<sup>4</sup>.

- Spadek wolumenu darmowych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> – wraz z rozpoczęciem III fazy EU ETS<sup>5</sup> liczba darmowych uprawnień dla polskich wytwórców będzie systematycznie malała aż do roku 2020, kiedy zakończone zostaną darmowe przydziały. Nawet mimo niskich aktualnych cen uprawnień do emisji można się spodziewać, że ich koszt przełoży się dodatnio na rynkowe ceny energii, silnie różnicując marże wytwórców.
- Spadek wpływów z rekompensat z tytułu przedterminowego rozwiązania kontraktów długoterminowych – stopniowa redukcja lub całkowite wygasanie rekompensat oznacza dla wytwórców zmniejszanie się strumienia przychodów i konieczność poszukiwania jego dodatkowych źródeł.
- Konieczność finansowania inwestycji w nowe moce wytwórcze – w przypadku zahamowania wzrostu cen energii elektrycznej w następnych latach, grupy energetyczne napotkają trudności z pozyskaniem kredytu bądź obsługą długu zaciągniętego na inwestycje w nowe moce wytwórcze. Brak wzrostu cen energii elektrycznej może uniemożliwić realizację wielu inwestycji. Ponieważ rozbudowa zdolności wytwórczych jest konieczna dla uniknięcia deficytów mocy, należy się spodziewać, że czynnik ten będzie stwarzał istotną presję na wzrost cen energii elektrycznej.

Zatem w przyszłości należy się spodziewać, że ceny energii będą wzrastały. Prawdopodobnie jednak nie w takim tempie, jak to zakładano w Aktualizacji Prognozy – cena 392,3 PLN/MWh (w cenach z roku 2013) w roku 2020 wydaje się nierealna. Jednak przy cenie energii elektrycznej niewiele ponad 200 PLN/MWh (w cenach z roku 2013) w 2020 roku inwestycje w nowe elektrownie węglowe stają się przedsięwzięciem rentownym.

#### 200 PLN/MWh

Cena energii elektrycznej zapewniająca rentowność elektrowni węglowych o parametrach nadkrytycznych przy założeniu dzisiejszego poziomu cen węgla i CO<sub>2</sub>

Źródło: Analiza PwC na podstawie publicznie dostępnych informacji. Cena graniczna wymagana przez cały okres inwestycji, w cenach z 2013 r.

<sup>4</sup> Ceny odnoszące się do dostaw energii elektrycznej od 0.00 do 23:59.

<sup>5</sup> European Union Emission Trading Scheme – system handlu uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub>.

### Plany odbudowy mocy vs. miejsce w systemie

Przewidując istotny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną i podwyżkę cen tej energii oraz spodziewając się niedoboru mocy, gracze rynkowi przygotowali w roku 2008 bardzo ambitne plany inwestycji w nowe aktywa wytwórcze. Zakładały one budowę ponad 21,5 GW nowych mocy w segmencie energetyki konwencjonalnej. Prognoza wskazywała bowiem, że w perspektywie roku 2020 luka w podaży wyniesie 22 GW. Termin oddania znaczącej większości nowych instalacji planowany był na lata 2015-2020.

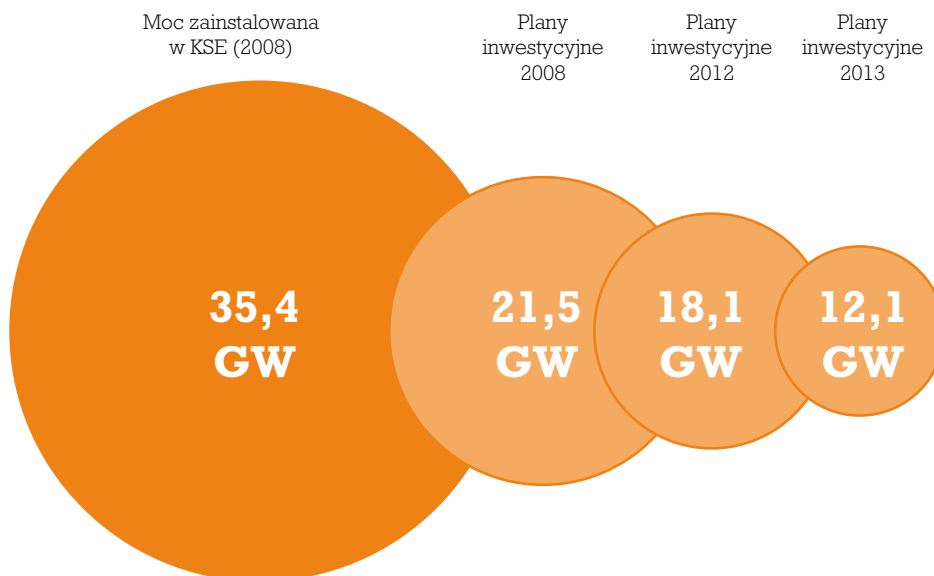
W związku z rewizją prognoz wzrostu popytu na energię elektryczną oraz spowolnieniem, które polska gospodarka zaczęła odczuwać od 2009 roku, koncerny energetyczne dokonały korekty swoich planów inwestycyjnych. W jej wyniku wolumen deklarowanych inicjatyw inwestycyjnych uległ ograniczeniu. Cztery największe polskie koncerny energetyczne zmniejszyły planowane inwestycje w nowe moce wytwórcze o ponad 4,5 GW. Jednocześnie z planów inwestycyjnych w nowe bloki energetyczne wycofały się niektóre koncerny zagraniczne (ok. 4 GW planowanych inwestycji). Ich decyzje w dużej mierze spowodowane były problemami na rodzimych rynkach. Równolegle, dostrzegając atrakcyjność elektroenergetyki, w sektorze wytwórczym pojawili się nowi gracze planujący inwestycje w nowe

jednostki (Grupa LOTOS, PKN ORLEN, Kulczyk Investments), a obecne na rynku podmioty (takie jak Fortum, GdF, ZE PAK) rozszerzyły zamierzenia inwestycyjne. Łącznie inwestorzy ci planowali początkowo wybudowanie ponad 5 GW mocy, jednakże w roku 2013 część projektów została wstrzymana bądź poddana ponownej ocenie.

W 2012 roku można było zaobserwować łączny spadek wolumenu planowanych inwestycji o ok. 3,5 GW w porównaniu z deklaracjami z 2008 roku. Jednak obecne plany inwestycyjne przewidują nawet głębszą redukcję projektów w obszarze wytwarzania.

Istnieją co najmniej trzy powody rezygnacji z wielu projektów inwestycyjnych w nowe moce wytwórcze w ciągu ostatnich lat. Pierwszy powód to wspomniane już wyhamowanie tempa wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną, a pośrednio również rewizja prognoz wzrostu cen. Drugą przyczyną jest mniejsze, niż zakładano, tempo wychodzenia z systemu starych bloków energetycznych, co sprawia, że wolniej rośnie potencjalna przyszła luka pomiędzy popytem i podażą. Trzecia przyczyna to niepewność co do rozwiązań regulacyjnych i architektury rynku uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, utrudniająca wybór paliwa dla nowych jednostek.

### Plany inwestycyjne w nowe moce na polskim rynku oraz moc zainstalowana w KSE

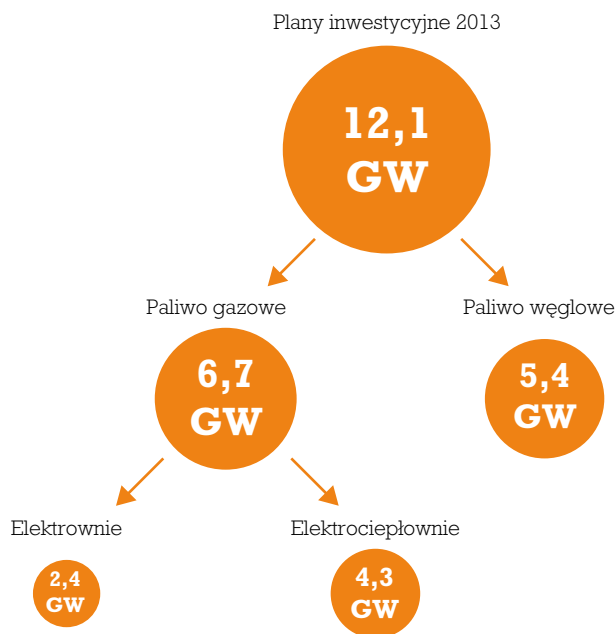


Źródło: Analiza PwC na podstawie publicznie dostępnych danych

Pytanie „gaz czy węgiel?” w ciągu ostatnich lat było najczęściej zadawane przez inwestorów. W ostatnim czasie gorącą kwestią stało się rozstrzygnięcie, na ile bloków jest rzeczywiste miejsce w systemie. Obserwacja planów inwestycyjnych wskazuje, że gracze rynkowi za bezpieczniejszą opcję uważają budowę nowych elektrowni na węgiel, a w odniesieniu do paliwa gazowego wybierają projekty budowy elektrociepłowni, za których ekonomiką przemawiają instrumenty wsparcia oraz możliwość sprzedaży ciepła.

Aby oszacować, na ile bloków jest miejsce w systemie, trzeba m.in. przyjąć założenia o przyszłym wzroście zapotrzebowania, włącznie ze wzrostem w tak zwanej „podstawie”. Praca w „podstawie” to w uproszczeniu praca ciągła. Obecnie na jednostki pracujące w „podstawie” składają się przede wszystkim oddane do eksploatacji w ostatnich latach bloki w elektrowniach Bełchatów, Pątnów i Łagisza oraz funkcjonujące w Polsce wybrane elektrownie opalane węglem brunatnym lub kamiennym. Dodatkowo w poczet jednostek realizujących zapotrzebowanie odbiorców niezależnie od popytu na moc w systemie zaliczyć trzeba jednostki typu „must run”, czyli instalacje OZE i kogeneracyjne (produkujące jednocześnie ciepło i energię elektryczną). „Must run” oznacza, że produkcja z tych jednostek ma pierwszeństwo wejścia do systemu z racji stosowanych technologii.

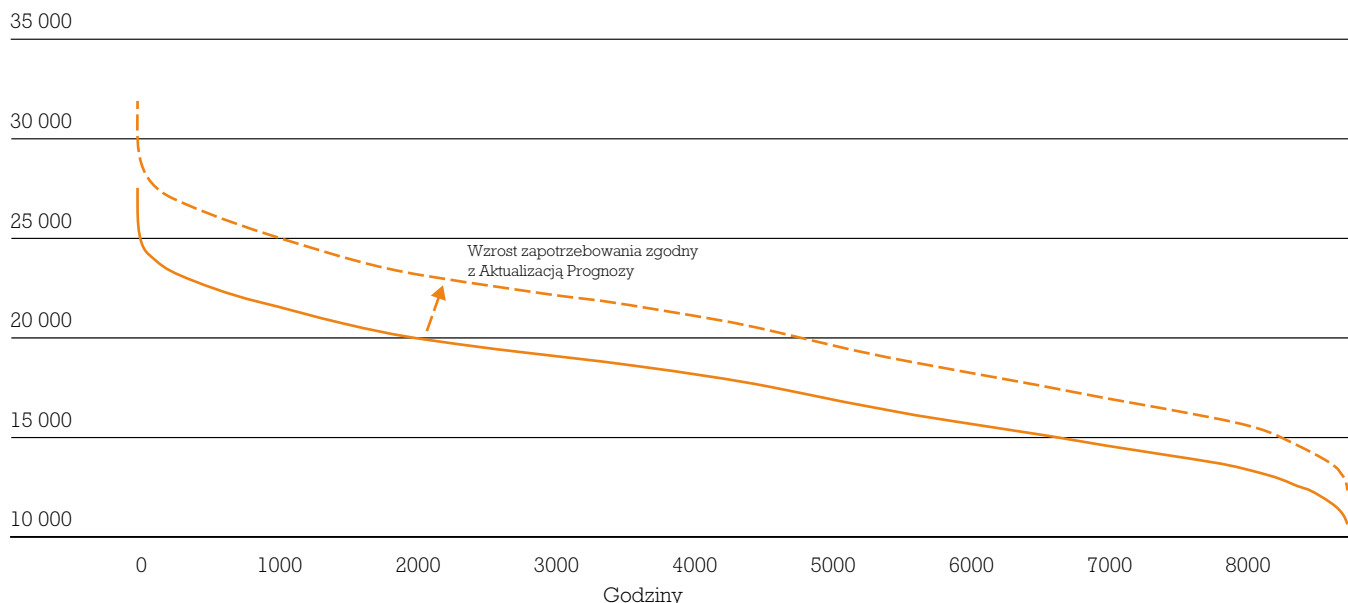
## Planowane inwestycje w nowe moce w podziale na paliwa w 2013 roku



Źródło: Analiza PwC na podstawie publicznie dostępnych danych

## Krzywa zapotrzebowania w KSE w roku 2012

Moc (MW)



Źródło: Analiza PwC na podstawie danych PSE

## Szacowana przestrzeń w KSE na inwestycje w nowe elektrownie do roku 2020



Źródło: Analiza PwC

Uwzględniając przyszłą strukturę mocy wytwórczych na rynku szacuje się, że do roku 2020 można umiejscowić w sieci w sposób niepowodujący wzajemnej kanibalizacji 6-9 bloków o mocy rzędu 900 MW. Ostateczny poziom mocy będzie jednak zależny m.in. od dynamiki rozwoju mocy zaklasyfikowanych jako „must run”. W konsekwencji decyzje koncernów energetycznych dotyczące ograniczenia planów budowy „dużych” bloków wydają się słuszne i mają uzasadnienie ekonomiczne.

Obecnie w energetyce konwencjonalnej należy wskazać kilka dużych projektów, które znajdują się na różnym etapie prac. Spółka ENEA Wytwarzanie rozpoczęła już budowę bloku nr 11 o mocy 1075 MW w Kozienicach. Przekazanie tej inwestycji do eksploatacji jest planowane na 2017 rok. Z kolei Tauron Wytwarzanie zamierza w najbliższym czasie podpisać umowę z generalnym wykonawcą na budowę bloku o mocy 843 MW w Jaworznie (w chwili obecnej trwa zainicjowany przez odrzuconych oferentów proces odwoławczy

## Podsumowanie planów inwestycyjnych w duże bloki węglowe

| Inwestor            | Inwestycja                              | Planowane przekazanie do eksploatacji | Zaawansowanie prac                                                                                                                                |
|---------------------|-----------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| ENEA Wytwarzanie    | Blok 11 Elektrowni Kozienice (1075 MW)  | 2017                                  | W budowie                                                                                                                                         |
| Tauron Wytwarzanie  | Elektrownia Jaworzno III (843 MW)       | 2018                                  | Wybrany generalny wykonawca. Trwa proces odwoławczy (zainicjowany przez odrzuconych oferentów) od decyzji w sprawie wyboru oferty na budowę bloku |
| PGE GiEK            | Turów (450 MW)                          | 2017                                  | Procedura przetargowa. W pierwszym przetargu złożono dwie oferty o wartości znacznie powyżej planowanego przez inwestora budżetu                  |
| Kulczyk Investments | Elektrownia Północ (2 bloki po 1000 MW) | 2017                                  | W przygotowaniu. Procedury administracyjno-prawne                                                                                                 |
| Kompania Węglowa    | Blok węglowy (1000 MW)                  | 2020                                  | W przygotowaniu. Poszukiwanie partnera biznesowego. Projektem zainteresowane są firmy azjatyckie                                                  |

Źródło: Analiza PwC

od decyzji w sprawie wyboru oferty na budowę bloku). Zakończenie budowy jest przewidywane w 2018 roku. Na 2017 rok planuje się oddanie do eksploatacji bloku o mocy 450 MW, budowanego przez PGE GiEK w Turowie. Obecnie ma być ogłoszony powtórny przetarg na generalnego wykonawcę (pierwszy nie pozwolił na wyłonienie wykonawcy, bowiem złożone oferty istotnie przekraczały budżet założony przez inwestora).

Powyższe inwestycje z bardzo dużym prawdopodobieństwem zostaną zrealizowane zgodnie z przyjętymi harmonogramami. Wydaje się jednak, że nawet po ich oddaniu do eksploatacji w systemie pozostanie jeszcze miejsce na kilka dużych jednostek. Pytaniem otwartym jest, kto je wybuduje i w oparciu o jakie paliwo.

Obecnie zapowiadane są również dwa inne duże projekty w energetykę konwencjonalną. Pierwszy to budowa Elektrowni Północ w gminie Rajkowy (na węgiel kamienny), składającej się z dwóch bloków o łącznej mocy ok. 2000 MW. Obecnie Kulczyk Investments prowadzi działania w obszarze formalno-prawnym tego projektu, a zakładany w harmonogramie termin oddania do eksploatacji to rok 2017. Drugą inwestycją jest projekt analizowany przez Kompanię Węglową. Przewiduje on budowę do 2020 roku bloku o mocy 1000 MW, także opartego na węglu kamiennym. Do niedawna prowadzony był również proces inwestycyjny w ramach projektu Opole II (2 bloki o mocy 900 MW każdy), jednak PGE wycofało się z tego projektu.

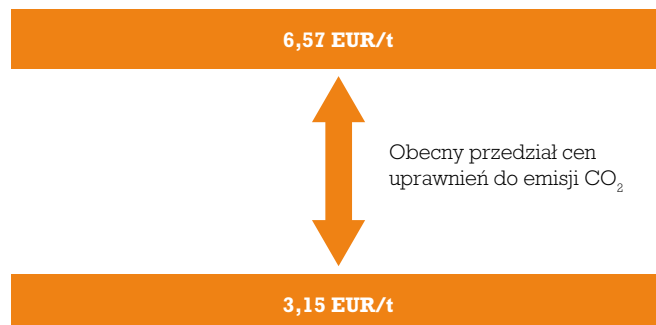
Chociaż działania inwestorów wskazują, że wierzą oni bardziej w ekonomikę budowy elektrowni węglowej niż gazowej, spadek cen gazu może odwrócić konkurencyjność tych źródeł.

Dzisiejsza wiara w energetykę węglową opiera się na trzech fundamentach. Po pierwsze, w obecnej sytuacji koszt jednostki energii z gazu kształtuje się istotnie powyżej kosztów jednostek opalanych węglem kamiennym bądź brunatnym – różnica ta nie jest rekompensowana przez wyższą sprawność oraz niższą emisyjność jednostek gazowych. Po drugie, obserwacja rynku CO<sub>2</sub> nie stwarza podstaw do wiary w radykalny wzrost cen uprawnień w przyszłości, co gwarantowałoby elektrowniom gazowym przewagę na poziomie kosztów zmiennych. Po trzecie, z uwagi na ilość jednostek węglowych w systemie jedynie ci wytwórcy będą mieli realną możliwość przeniesienia wzrostu kosztów zmiennych produkcji do ceny energii elektrycznej.

Jeśli chodzi o ceny CO<sub>2</sub>, w prognozach przedstawionych w PEP przyjęto, że do roku 2012 ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> kształtować się będą na poziomie 25 EUR/t, natomiast

po 2012 roku przewidywano bardzo istotny ich wzrost – do 60 EUR/t. Tymczasem rzeczywiste ceny uprawnień do emisji kształtują się zdecydowanie poniżej tych oczekiwań. Od początku roku 2013 poziom cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na rynku pierwotnym na giełdzie EEX waha się w przedziale od 3,15 do 6,57 EUR/t. Niski obecnie poziom cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> mógłby ulec zmianie, gdyby Komisja Europejska przesunęła 900 mln ton emitowanych uprawnień z lat 2013-2015 na lata 2019-2020 (tzw. back-loading). Efektywnie oznaczałoby to odroczenie problemu nadpodaży EU ETS. 16 kwietnia 2013 roku Parlament Europejski odrzucił jednak propozycję KE w tej sprawie, odsuwając potencjalną interwencję na późniejszy termin. Nawet jednak w przypadku jej przeprowadzenia trudno się spodziewać, aby miała ona trwały wpływ na rynek, ponieważ inwestorzy – mając na uwadze zwiększoną podaż EU ETS w przyszłości – mogą nie podjąć się realizacji inwestycji w rozwiązania niskoemisyjne.

### Obecny poziom cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na rynku pierwotnym



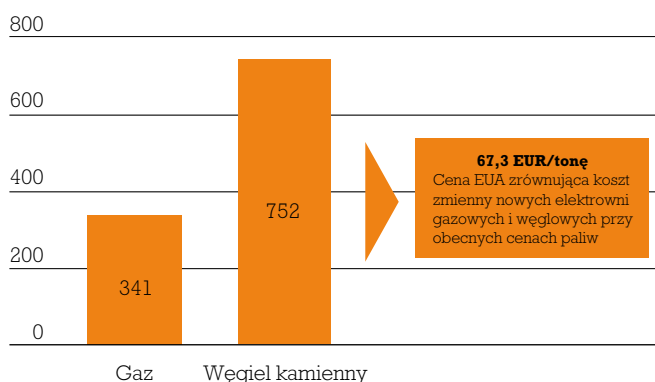
Źródło: Analiza PwC na podstawie notowań giełdy EEX w okresie 1.01.2013–16.04.2013

Patrząc na poziom cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> konieczny do zapewnienia konkurencyjności nowych elektrowni gazowych w stosunku do nowych jednostek węglowych – 67,3 EUR/t<sup>6</sup> (przy dzisiejszych cenach paliw) – należy stwierdzić, że wydaje się on nieosiągalny, nawet przy interwencji Komisji Europejskiej.

Zatem warunkiem koniecznym opłacalności nowej elektrowni gazowej jest istotna obniżka cen gazu. Ci inwestorzy, którzy obecnie planują budowę jednostek gazowych pracujących

<sup>6</sup> Źródło: Analiza PwC. Dane konieczne do przeprowadzenia obliczenia: sprawność jednostek na podstawie ARE „Aktualizacji prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030”, ceny węgla kamiennego na podstawie ARE – Ceny Nośników Energii, cena gazu na podstawie ceny taryfowej dla odbiorców przemysłowych gazu dla roku 2013, emisyjność paliw na podstawie innych publicznie dostępnych źródeł.

### Emisyjność obecnie budowanych jednostek wytwórczych (kg CO<sub>2</sub>/MWh) oraz graniczna cena uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>



Źródło: Analiza PwC. Dane konieczne do przeprowadzenia obliczenia: sprawność jednostek na podstawie ARE „Aktualizacji prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030”, ceny węgla kamiennego na podstawie ARE – Ceny Nośników Energii, cena gazu na podstawie ceny taryfowej dla odbiorców przemysłowych gazu dla roku 2013, emisyjność paliw na podstawie innych publicznie dostępnych źródeł

w kondensacji (jako elektrownia, nie zaś elektrociepłownia), wierzą, że ceny gazu spadną w perspektywie kolejnych lat. Potencjał do obniżek cen gazu może wspierać postępująca liberalizacja rynku w Polsce, która nie tylko sprzyja zmniejszeniu cen samego paliwa, ale zwiększa też możliwości budowy portfela dostaw w oparciu o więcej niż jednego dostawcę, dywersyfikacji długości kontraktów oraz uelastycznienia formuły take-or-pay<sup>7</sup>. Przykład USA pokazuje, że spadek cen gazu może nie tylko zwiększyć ilość jednostek gazowych, ale również przesunąć bloki dotychczas pracujące w szczycie zapotrzebowania do pracy w „podstawie”.

O ile decyzji o budowie elektrowni gazowej towarzyszy niepewność co do cen gazu i CO<sub>2</sub> w przyszłości, o tyle budowa elektrociepłowni gazowej posiada dwa narzędzia zabezpieczające ekonomikę inwestycji. Jednostki gazowe produkujące jednocześnie energię elektryczną i ciepło (praca w skojarzeniu) mogą liczyć na instrumenty wsparcia w postaci certyfikatów<sup>8</sup>. Dodatkowo produkowane ciepło jest sprzedawane po cenach taryfowych. Rozwój jednostek skojarzonych to również kierunek promowany przez Unię Europejską.

Najwyższa stopa zwrotu cechuje inwestycje w budowę elektrociepłowni pracujących na rzecz odbiorców przemysłowych. Wynika to ze stabilnego odbioru pary technologicznej (ciepła) w skali całego roku, nie zaś jedynie sezonowo – jak ma to

miejsce w przypadku elektrociepłowni pracujących na rzecz systemów grzewczych miast. Poza tym wolumen zużycia ciepła przez instalacje przemysłowe jest zwykle znaczący.

Przykładem takiej inwestycji dla przemysłu jest obecnie realizowany projekt PKN ORLEN we Włocławku. Zaś największy projekt tego typu jest planowany przez PGE oraz ZA Puławy i dotyczy budowy bloku gazowo-parowego o mocy 840 MW w Puławach. Założeniem projektu jest sprzedaż energii cieplnej do Zakładów Azotowych oraz dla miasta Puławy. Aktualnie proces inwestycyjny jest na etapie procedury przetargowej, do której dopuszczonych zostało pięciu oferentów chętnych do realizacji tego zamówienia w formule EPC.

Wydaje się, że potencjał inwestowania w nowe duże elektrociepłownie gazowe pracujące w skojarzeniu dla energetyki przemysłowej obecnie się wyczerpuje, ale nadal istnieje w Polsce kilka lokalizacji, które mogą zostać zagospodarowane. Abstrahując od budowy dużych elektrociepłowni przemysłowych, w Polsce jest szeroka przestrzeń dla rozwoju mniejszych źródeł skojarzonych. Rynki ciepła małych odbiorców przemysłowych oraz mniejszych miast stanowią atrakcyjną opcję inwestycyjną. Jedną z możliwości rozwoju tego typu źródeł jest zastępowanie istniejących ciepłowni jednostkami kogeneracyjnymi.

Zmiany sytuacji rynkowej, w tym spadek spodziewanej dynamiki wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną, spowodowały konieczność rewizji ambitnych zamierzeń inwestycyjnych graczy rynkowych. Analiza rynku wskazuje, że jest w nim miejsce na 6-9 nowych bloków o mocy ~900 MW w perspektywie roku 2020. W tym kontekście redukcja zamierzeń inwestycyjnych jest słuszną. Optyzm inwestorów obniżyła ponadto obserwacja obecnych niskich poziomów cen energii elektrycznej, co należy jednak traktować jako sytuację tymczasową. W dobie niskich cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> inwestorzy wierzą, że wyższą stopę zwrotu zapewnia elektrownia węglowa, a nie gazowa. Gracze planujący budowę elektrowni gazowej wierzą w spadek cen gazu w przyszłości, co może przynieść postępująca liberalizacja sektora gazowego. Wielką wygraną jest dzisiaj energetyka gazowa oparta na elektrociepłowniach, której opłacalności bronią instrumenty wsparcia (przy założeniu ich utrzymania w przyszłości) oraz możliwość sprzedaży ciepła.

<sup>7</sup> Formuła take-or-pay oznacza zobowiązanie do zapłaty za zamówione paliwo nawet w przypadku braku możliwości jego odbioru.

<sup>8</sup> Założono, że system wsparcia zostanie utrzymany, zgodnie z deklaracjami przedstawicieli rządu.

## 2.1.2. Energetyka atomowa

Przy analizie segmentu wytwarzania w perspektywie długoterminowej nie można pominąć projektu budowy pierwszej w krajowym systemie elektroenergetycznym siłowni atomowej. Obecnie tempo prac nad projektem budowy elektrowni straciło na dynamice. Jeżeli ten kierunek rozwoju energetyki zostanie utrzymany, to w scenariuszu realistycznym siłownia atomowa zostanie przekazana do eksploatacji po roku 2025.

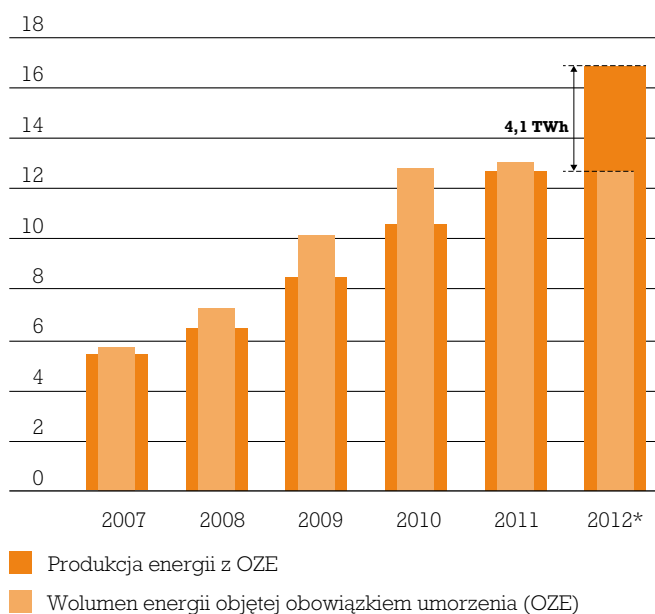
Włączenie elektrowni jądrowej do KSE spowoduje, że potencjalnie będzie ona miała wpływ na zasadność biznesową i efektywność ekonomiczną innych dużych projektów konwencjonalnych, natomiast nie powinna mieć wpływu na pozostałe inwestycje energetyczne.

Mając na uwadze obecny portfel inwestycyjny segmentu wytwarzania energii, duży stopień niepewności co do perspektyw inwestowania w siłownię jądrową oraz długi horyzont czasowy ewentualnego rozpoczęcia jej eksploatacji, trzeba przyjąć, że nie powinna ona determinować obecnych decyzji inwestycyjnych – poza decyzjami podmiotów zaangażowanych w projekt.

## 2.1.3. Energetyka odnawialna

Od momentu wprowadzenia systemu wsparcia w postaci „zielonych” certyfikatów w roku 2005 sektor energetyki odnawialnej rozpoczął swój dynamiczny wzrost, osiągając ponad 4 GW mocy zainstalowanej na koniec 2012 roku. Rok 2012 przyniósł również rekordowy – 34-procentowy – wzrost poziomu mocy osiągalnej OZE.

### Produkcja energii z OZE oraz wolumen energii objęty obowiązkiem umorzenia (TWh)

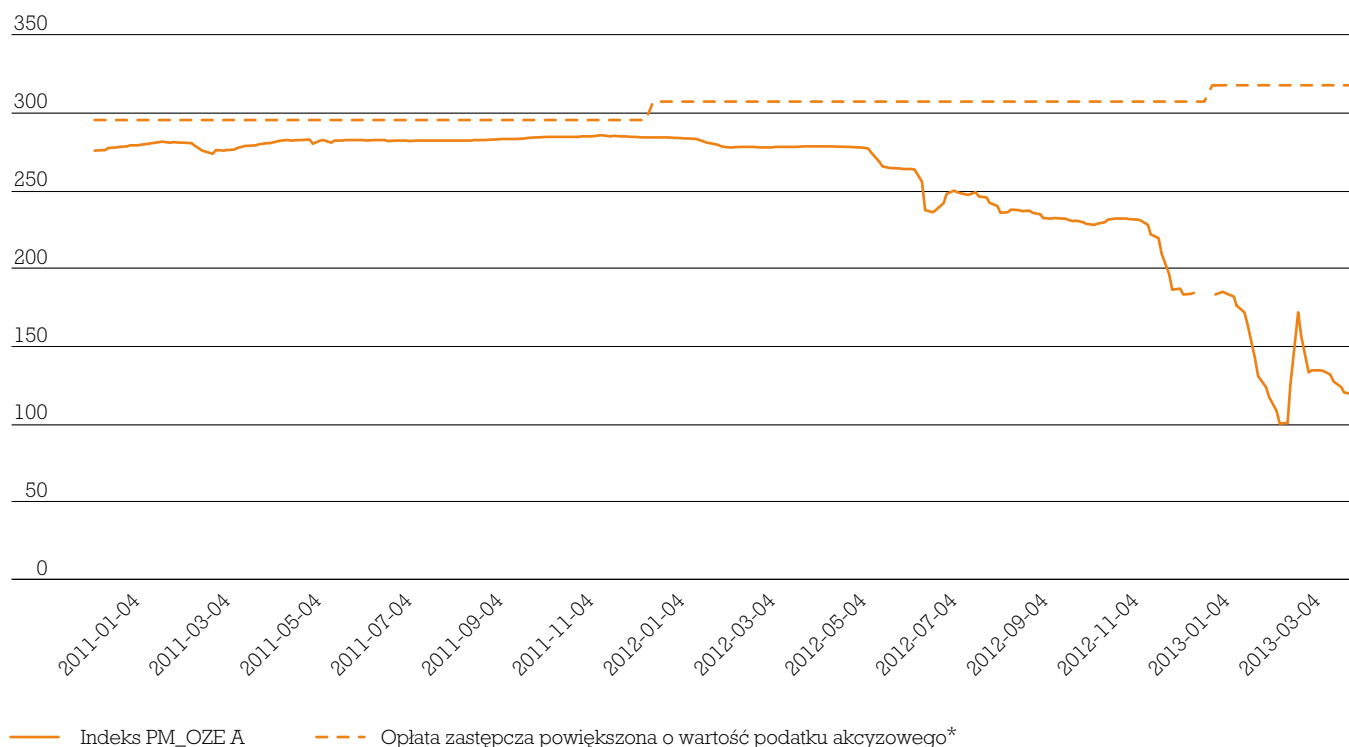


\*) Ilość energii objętej obowiązkiem umorzenia OZE na podstawie szacunków URE z dnia 6.02.2013 roku

Źródło: Analiza PwC na podstawie danych URE oraz ARE

Dotychczasowy poziom produkcji energii ze źródeł odnawialnych nie przekraczał wolumenu energii objętej obowiązkiem umorzenia, jednakże sytuacja ta zmieniła się w roku 2012, kiedy ilość energii z OZE (kwalifikującej się do otrzymania „zielonych” certyfikatów) przekroczyła o 4,1 TWh wolumen energii objętej obowiązkiem umorzenia. Na dzień 31.03.2013 roku, tj. na ostatni dzień umożliwiający sprzedawcom energii dokonanie rozliczenia w zakresie obowiązku umorzenia, ilość wystawionych, a nieumorzonych świadectw pochodzenia energii wyniosła 4,97 TWh. Poziom nadpodaży certyfikatów na rynku jest zbliżony do nadprodukcji energii z OZE z roku 2012, co zdaje się świadczyć, że potencjalna spekulacja mogła mieć niewielki wpływ na sytuację na rynku praw majątkowych. Przyczyną spadku ceny certyfikatów jest ich nadpodaż.

## Giełdowe ceny „zielonych” certyfikatów oraz maksymalna graniczna cena „zielonego” certyfikatu (PLN/MWh)



\*) Z uwagi na zwolnienie energii odnawialnej z podatku akcyzowego, którym obłożona jest energia elektryczna sprzedawana do odbiorców końcowych (20 PLN/MWh), cena „zielonych” certyfikatów na giełdzie do niedawna (w okresie nadwyżki popytu) kształtowała się na poziomie nieco wyższym niż opłata zastępcza. Uморzenie „zielonego” certyfikatu uprawnia do uzyskania zwrotu akcyzy.

Źródło: Analiza PwC na podstawie danych URE oraz TGE

Nadpodaż na rynku „zielonych” certyfikatów doprowadziła do załamania się giełdowych cen tych praw majątkowych, istotnie zmniejszając główny strumień przychodów z instalacji OZE. Spadek cen certyfikatów może doprowadzić do długoterminowych zmian na rynku OZE, takich jak:

- Wyższa selektywność inwestycji OZE

Obecna cena certyfikatów zmniejsza poziom strumienia przychodów z tytułu systemu wsparcia. Nie oznacza to jednak definitywnego zahamowania wzrostu inwestycji w energetykę odnawialną. Konsekwencją tej sytuacji będzie jednak konieczność wyższej selektywności projektów inwestycyjnych z portfela OZE. W przypadku energetyki wiatrowej, będącej sektorem o najwyższym poziomie przyrostu mocy

zainstalowanej w Polsce, możliwe jest uzyskanie odpowiedniej rentowności inwestycji przy wystarczających warunkach wietrzności. Przy założeniu, że utrzyma się obecna relacja cen „zielonych” certyfikatów do opłaty zastępczej (tj. na poziomie 40%), produktywność farmy wiatrowej konieczna dla zapewnienia opłacalności wynosi 2700 MWh/MW (31% wykorzystania mocy)<sup>9</sup>.

W przypadku współspalania biomasy, które dominuje w strukturze produkcji energii odnawialnej, utrzymanie rentowności produkcji przy obecnych cenach certyfikatów zależy od ceny biomasy. Przy sprzedaży „zielonych” certyfikatów na poziomie 40% opłaty zastępczej, cena biomasy wraz z transportem konieczna do zapewnienia rentowności produkcji w kotłach o przeciętnej sprawności wynosi 29,6 PLN/GJ.<sup>10</sup>

- Zmiana formuł cenowych kontraktów na sprzedaż „zielonych” certyfikatów

Jedną z popularnych formuł cenowych stosowanych w długoterminowych umowach sprzedaży świadectw pochodzenia pomiędzy spółkami eksploatującymi instalacje OZE

<sup>9</sup> Źródło: Analiza PwC dla przykładowej farmy wiatrowej. Wskazany poziom produktywności farmy wiatrowej opiera się na wielu założeniach, które nie muszą być reprezentatywne dla wszystkich inwestorów. Każdy projekt inwestycyjny posiada swoje unikalne uwarunkowania, stąd też analiza opłacalności projektów inwestycyjnych powinna być przeprowadzana indywidualnie dla każdego przypadku.

<sup>10</sup> Źródło: Analiza PwC dla przykładowej instalacji współspalającej biomase. Wskazana cena biomasy opiera się na wielu założeniach, które nie muszą być reprezentatywne dla wszystkich inwestorów. Każdy projekt inwestycyjny posiada swoje unikalne uwarunkowania, stąd też analiza opłacalności projektów inwestycyjnych powinna być przeprowadzana indywidualnie dla każdego przypadku.

**Produktywność farmy wiatrowej oraz cena biomasy konieczna do zapewnienia opłacalności inwestycji przy założeniu ceny „zielonego” certyfikatu na poziomie 40% opłaty zastępczej**

Produktywność farmy wiatrowej konieczna do zapewnienia opłacalności inwestycji min. 2700 MWh/MW (wskaźnik wykorzystania mocy 31%)

Realna cena biomasy konieczna do zapewnienia rentowności współspalania biomasy, max. 29,6 PLN/GJ

Źródło: Analiza PwC

i spółkami obrotu jest uzależnienie ceny „zielonych” certyfikatów od poziomu opłaty zastępczej. Załamanie się ceny certyfikatów sprawi jednak, że formuły cenowe sprzedaży „zielonych” certyfikatów uzależniane będą od rynkowych cen praw majątkowych. Sytuacja ta prowadzi do zmiany percepcji ryzyka inwestycji OZE, które jeszcze do niedawna uznawane były za inwestycje o przewidywalnym i stabilnym poziomie realizowanych przychodów.

- Załamanie rynku biomasy

Co do zasady, jedyną technologią wytwórczą OZE, która daje pełną możliwość zarządzania poziomem produkcji energii, jest spalanie biomasy w kotłach dedykowanych i instalacjach współspalających biomasę. Instalacje wielopaliwowe pozwalają właścicielom na wybór paliwa pomiędzy biomasą a węglem. Obecne relacje cen biomasy i „zielonych” certyfikatów nie zapewniają wytwórcom wystarczającej rentowności produkcji, co skłania ich do rezygnacji z dostaw biomasy. Sytuacja ta istotnie wpływa na przedsiębiorstwa realizujące dostawy biomasy na potrzeby energetyczne. Protesty producentów biomasy pod Ministerstwem Gospodarki z 12.03.2013 roku oraz pikietę przeprowadzone 4.04.2013 roku na terenie pięciu polskich województw mogą być zaledwie początkiem fali protestów przedsiębiorców produkujących biomasę, którzy utracili możliwość zbytu swoich produktów.

Obecna sytuacja prowadzi do eskalacji żądań interwencji na rynku certyfikatów pochodzenia płynących od inwestorów, instytucji finansujących oraz producentów biomasy. Nie należy

spodziewać się jednak, aby przeprowadzenie interwencji – polegającej na przykład na skupie „zielonych” certyfikatów z rynku – przyniosło trwałe uzdrowienie tego segmentu. Stabilizacja sytuacji na rynku „zielonych” certyfikatów wymaga zastosowania mechanizmu regulującego relację podaży świadectw pochodzenia i popytu na nie. Mogłoby to nastąpić poprzez:

- Regulację popytu – podniesienie obowiązku umorzenia

Poziom obowiązku umorzenia konieczny do wchłonięcia całości wolumenu „zielonych” certyfikatów wyprodukowanych w roku 2012 wynosi 13,8%, gdy tymczasem obowiązek umorzenia dla roku 2012 wyniósł 10,4%, a na rok 2013 ustalony został na poziomie 12,0%. Potencjalne podniesienie obowiązku umorzenia o 1,8% w roku 2013 mogłoby jednakże spowodować wzrost cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych. Szacunkowy wzrost cen dla gospodarstw domowych wynikający z podniesienia obowiązku umorzenia wyniósłby około 20 PLN brutto w skali roku<sup>11</sup>. Wątpliwe jest, aby dodatkowe obciążenie odbiorców końcowych spotkało się z przychylnością władz bądź konsumentów energii elektrycznej. W konsekwencji nie należy się spodziewać, aby rozwiązanie polegające na podniesieniu obowiązku umorzenia mogło zostać zastosowane.

**Graniczny obowiązek umorzenia na rok 2012**

**13,8%**

Poziom obowiązku umorzenia w roku 2012 konieczny do wchłonięcia całości podaży „zielonych” certyfikatów z tego roku

Źródło: Analiza PwC

- Regulację podaży – zmniejszenie liczby trafiających na rynek „zielonych” certyfikatów

Ograniczenie podaży „zielonych” certyfikatów zawarte zostało w projekcie ustawy o OZE z 9.10.2012 roku. Sposobem na wprowadzenie regulacji jest zarówno skrócenie okresu wsparcia dla instalacji OZE, jak i wprowadzenie mechanizmu współczynników korekcyjnych. Współczynniki korekcyjne opisane w projekcie ustawy wprowadzają zróżnicowaną ilość „zielonych” certyfikatów dla instalacji OZE w zależności od stosowanej technologii i roku uruchomienia instalacji. W szczególności zmniejszają one ilość certyfikatów otrzymany-

<sup>11</sup> Analiza PwC; w obliczeniu przyjęto roczne zużycie energii elektrycznej przez gospodarstwa domowe na poziomie 3 MWh, obciążenie rachunku zgodne z poziomem opłaty zastępczej. Obliczenie wykonano dla roku 2013.

wanych przez najbardziej rozpowszechnione technologie OZE, tj. lądową energetykę wiatrową i współspalanie biomasy.

Nieuregulowanie relacji popytu i podaży „zielonych” certyfikatów na rynku może oznaczać ciągłą fluktuację cen świadectw pochodzenia na skutek mechanizmu dostosowawczego przedstawionego poniżej.

#### Schemat dostosowań na rynku OZE



\*) Ograniczanie produkcji dotyczy jedynie źródeł pozwalających na regulowanie jej poziomu, np. spalanie biomasy w kotłach dedykowanych bądź współspalanie biomasy z węglem.

Źródło: Analiza PwC

Konsekwencją powyższego będzie zwiększenie ryzyka dla realizacji inwestycji w innowacyjne technologie OZE, takie jak morska energetyka wiatrowa.

Niezależnie od wprowadzenia długoterminowych rozwiązań stabilizujących rynek „zielonych” certyfikatów, można liczyć się ze zmniejszeniem liczby opłacalnych projektów OZE. Sytuacja ta może zmusić inwestorów do poszukiwania alternatywnych opcji inwestycyjnych takich jak mikrogeneracja, uznawana za jeden z przyszłych kierunków rozwoju światowej energetyki.

Brak nowych rozwiązań regulacyjnych dotyczących rynku świadectw pochodzenia energii odnawialnej skutkować może destabilizacją rynku. W konsekwencji tej sytuacji należy spodziewać się ciągłej fluktuacji cen świadectw pochodzenia ze względu na konieczność dostosowania wytwórców do rynku. Jednak nawet w takich uwarunkowaniach wyselekcjonowane projekty OZE mogą liczyć na uzyskanie odpowiedniej rentowności.

## 2.1.4. Energetyka prosumencka i magazynowanie energii

Rozwój źródeł mikrogeneracji jest najczęściej opisywany w kontekście energetyki prosumenckiej. W myśl tej koncepcji odbiorca energii jest jednocześnie jej producentem. Idea aktywnego włączenia odbiorców masowych (gospodarstwa domowe, małe firmy) w energetyczny łańcuch wartości została zrealizowana w wielu krajach UE. Szybki rozwój tego segmentu nastąpił przede wszystkim w Niemczech, Wielkiej Brytanii, we Włoszech, w Czechach oraz Hiszpanii.

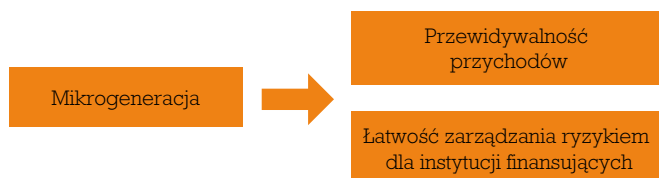
Czynnikiem najsilniej pobudzającym rozwój mikrogeneracji w tych krajach było znaczne uproszczenie formalnych wymogów związanych z instalacją źródła i rozliczaniem produkowanej energii. W tej drugiej kwestii powszechne uznanie zyskał mechanizm taryfowy określany jako feed-in-tariff, który polega na zagwarantowaniu odbioru energii i ceny za energię wprowadzoną do sieci. Analiza rozwoju mikrogeneracji w krajach, w których wprowadzono atrakcyjne finansowo taryfy feed-in, wskazuje na skokowy wzrost mocy zainstalowanej we wspieranych źródłach – np. w Wielkiej Brytanii pomiędzy rokiem 2010 a 2011 moc zainstalowanych ogniw fotowoltaicznych wzrosła z ok. 90 MW do ponad 600 MW. W Czechach w analogicznym okresie osiągnięto wzrost od wartości bliskich zero do 120 MW.

W perspektywie długoterminowej rozwój energetyki prosumenckiej przynosi wiele korzyści systemowi energetycznemu:

- promuje świadomość w zakresie efektywności energetycznej;
- odciąża sieci dystrybucyjne poprzez produkcję i konsumpcję energii bez wprowadzania jej do sieci dystrybucyjnej;
- zapewnia ciągłość zasilania, nawet w momentach awarii sieci.

Wskazuje się także na korzystne, z punktu widzenia procesu inwestycyjnego, właściwości mikrogeneracji – w przypadku taryfy feed-in możliwa jest wieloletnia projekcja ceny energii. Dodatkowo relatywnie niski koszt finansowania pojedynczej instalacji umożliwia łatwe skalowanie uczestnictwa instytucji finansowych w tych projektach. Wybierając wspierane technologie, strona finansująca jest w stanie dywersyfikować ryzyko oraz zarządzać nim w sposób łatwiejszy niż w przypadku wielkoskalowych inwestycji w energetykę zawodową.

## Właściwości inwestycji mikrogeneracyjnych



Źródło: Analiza PwC

Pomimo wielu korzyści, w krótkim okresie – w szczególności przy uwzględnieniu obecnej sytuacji gospodarczej – rozwój tego obszaru elektroenergetyki będzie ograniczony wysokimi kosztami. Ze względu na wysoką cenę instalacji w relacji do jej sprawności, średni koszt wytworzenia 1 MWh energii elektrycznej w tych instalacjach jest o 300-1000% wyższy niż w energetyce zawodowej (w zależności od mocy zainstalowanej i technologii). Występują także znaczne różnice pomiędzy poszczególnymi technologiami – dla mocy przyłączeniowych poniżej 10 kW koszt wytworzenia 1 MWh w instalacji fotowoltaicznej jest ponaddwukrotnie wyższy niż dla mikrowiatraków.

Stymulowanie rozwoju tego kierunku w energetyce (np. poprzez taryfę feed-in) oznacza konieczność stworzenia mechanizmu przesunięcia dodatkowych środków w stronę mikrowytwórców. Obserwowane w innych krajach mechanizmy tego typu najczęściej wprowadzają dodatkowy element w cenie energii elektrycznej (wliczony w cenę lub uiszczany za pomocą specjalnej opłaty), rzadziej podatki celowe i ulgi podatkowe. Niezależnie od stosowanej opcji trzeba mieć świadomość, że takie wsparcie oznacza wzrost ceny energii.

Pozytywnym czynnikiem w rozwoju mikrogeneracji może być efekt skali i doświadczenia – np. dla paneli fotowoltaicznych okres, w którym cena urządzeń spada o 50%, wynosi 5 lat. Spadek ceny oraz upraszczanie procedur budowlanych i przyłączeniowych (dla małych instalacji jest to druga najwyższa grupa kosztów) zredukuje wsparcie konieczne do zapewnienia zwrotu z instalacji w okresie 8-12 lat (okres zwrotu w krajach, gdzie mikroenergetyka odnotowała szybki rozwój).

Ramy dla rozwoju mikrogeneracji w Polsce zostaną zdefiniowane w ustawach trójpaku energetycznego. Pierwsze propozycje rozwiązań mówiły o gwarantowanej cenie zakupu energii elektrycznej w latach 2013 i 2014 na poziomie

650 PLN za 1 MWh dla małych instalacji wiatrowych oraz do 1100 PLN/MWh dla instalacji fotowoltaicznych. Dodatkowo przyłączanie mikroinstalacji do sieci ma być zwolnione z opłaty przyłączeniowej, a produkcja i sprzedaż energii elektrycznej z takiej instalacji ma nie być traktowana jako prowadzenie działalności gospodarczej.

Niezależnie od wsparcia dla konkretnych technologii, elementem stymulującym rozwój energetyki prosumenckiej będzie także (współ)finansowanie udzielane w ramach programów wsparcia. Obecnie m.in. NFOŚiGW przygotowuje program wsparcia budowy mikroinstalacji. Pośrednikiem w ułatwieniu pozyskania tego typu środków na rzecz przyszłych prosumentów mogą stać się firmy sprzedające energię i firmy doradcze. Można spodziewać się powstawania na tej bazie innowacyjnych produktów. Dodatkowym czynnikiem rozwoju energetyki prosumenckiej może także stać się sytuacja na rynku hurtowym – każdy wzrost cen energii na rynku będzie skracał okres zwrotu mikroinstalacji.

W krajach UE, które wsparły rozwój mikroenergetyki poprzez taryfę gwarantowaną (ang. feed-in-tariff), nastąpił szybki wzrost tego rodzaju wytwarzania. W Polsce obecnie planuje się wprowadzanie podobnego mechanizmu taryfowego, co – w połączeniu z eliminacją wielu barier administracyjnych i z programami dofinansowania – stworzy szansę na rozwój mikroenergetyki. W okresie 3-4 lat można się spodziewać powstania kilkuset megawatów mocy w tym obszarze, a animatorami rynku będą sprzedawcy, którzy na bazie mikroenergetyki mogą stworzyć platformę do współpracy z odbiorcami.

## 2.2. Sprzedaż i dystrybucja

### 2.2.1. Sprzedaż

Strategie polskich koncernów energetycznych w zakresie sprzedaży jako cel zapisany wprost lub jako cel pochodny definiują maksymalizację masy marży generowanej we współpracy z klientami oraz stworzenie efektywnego systemu kontaktu z bazą kliencką. Wiele inicjatyw podejmowanych w obszarze sprzedażowym przez polskie koncerny energetyczne w latach 2009-2012 zaowocowało poprawą średniego poziomu praktyk komercyjnych. Trzy obszary, w których dokonał się największy postęp, to:

- Obszar struktur sprzedażowych – pierwszym krokiem w nowoczesnym zarządzaniu organizacją sprzedażową był podział klientów na „kluczowych” i „masowych” i stworzenie dla obydwu grup zróżnicowanego poziomu doradztwa handlowego i zakresu obsługi posprzedażowej. Każdy z koncernów wydzielił grupy kilkuset klientów strategicznych, do których zostali przypisani opiekunowie klientów kluczowych. Obsługą i sprzedażą do klientów masowych zajęły się wydzielone w koncernach energetycznych spółki (np. Tauron Obsługa Klienta, Energa Obsługa i Sprzedaż).
- Obszar produktów – po wprowadzeniu prostego w konstrukcji produktu „stała cena” oferta była rozszerzana o propozycję „ekologiczną”, a w ostatnim roku – o elementy pozaenergetyczne, typu ubezpieczenia.
- Obszar marketingu – wzmocniono działania budujące markę i zwiększono budżety na komunikację marketingową. Wyniki badań konsumenckich wskazują na rosnącą świadomość marek koncernów energetycznych.

Ocena efektywności działań konkretnych koncernów w poszczególnych obszarach jest różna, lecz można z niej wysnuć jeden wspólny wniosek: transformacja obszaru sprzedaży i obsługi klienta dokonana w ostatnich kilku latach to dopiero początek długiej drogi. Wykonanie kolejnego kroku w tym procesie będzie wymagało inwestycji.

Obszarem wymagającym najwyższych wydatków inwestycyjnych staną się systemy billingowe oraz systemy CRM – polskie koncerny energetyczne w dalszym ciągu wykorzystują kilka/wiele systemów billingowych. Wprowadza-

nie opcji rozliczania zaawansowanych produktów, tworzenia profili klientów i dostęp do nich w różnych kanałach kontaktu, a także wykorzystanie tych informacji do stworzenia dopasowanej oferty klienckiej, wymaga integracji systemów i dalszego rozwoju narzędzi kolejnej generacji. Wyniki przetargów ogłaszanych przez firmy energetyczne w segmencie sprzedaży pokazują, że każda z nich wyda prawdopodobnie na nowe systemy billingowe/CRM kwoty rzędu kilkudziesięciu milionów złotych. Po doliczeniu do tego dodatkowych narzędzi, stosowanych np. w telekomunikacji czy bankowości, niezbędnych m.in. do zarządzania kanałami sprzedaży, zarządzania doświadczeniem klienta czy do efektywnego prowadzenia działań marketingowych, suma inwestycji sektora w następnych kilku latach może osiągnąć 300-400 mln PLN.

Kwestią otwartą pozostaje faktyczny wpływ, jaki na osiąganą marżę będzie miało wprowadzenie zaawansowanych narzędzi i lepsze zarządzanie bazą klientów – inwestycje te należy raczej uważać za konieczność sprośnięcia wymogom nowoczesnego klienta niż za gwarancję sukcesu.

Z jednej strony sprzedawcy energii są narażeni na rosnące ryzyko marżowe, takie jak coraz liczniejsza rzesza klientów związanych umowami lojalnościowymi, których coroczne odnawianie może wywierać presję na cenę. Wzrastającą świadomość różnych możliwości na rynku energetycznym potęguje aktywność brokerów w segmentach, gdzie tradycyjnie generowano wysokie marże (mały biznes). Z drugiej strony regulacja cen w grupie taryfowej gospodarstw domowych w dalszym ciągu prowadzi do sytuacji, w której obecnie generowane marże mogą nie uzasadniać ponoszenia wysokich nakładów inwestycyjnych.

Na dodatek „tradycyjni” sprzedawcy energii elektrycznej nie są jedynymi właścicielami swojej bazy klientów – firmy z innych branż (np. telekomunikacji) są w stanie, wykorzystując posiadane narzędzia i zaawansowane formy kontaktu z klientami, oferować także produkty energetyczne. Przykład T-Mobile na Węgrzech, gdzie połączona oferta telekomunikacyjno-energetyczna zdobyła kilkadziesiąt tysięcy klientów, świadczy o realnym potencjale takich rozwiązań. Patrząc na logikę biznesową, można się spodziewać, że rozwiązania produktowe tego typu będą kolejnym zagrożeniem dla marży generowanej przez tradycyjnych sprzedawców energii. Poszukując szans, jakie niesie postępująca integracja sektorów, warto dostrzec możliwość wykorzystania zaawansowanych narzędzi i systemów posiadanych np. przez firmy telekomunikacyjne do otwarcia koncernom energetycznym szybszego i tańszego sposobu współpracy z klientem. W tym świetle

ogłoszone w ostatnich miesiącach partnerstwa Orange z PGE oraz Tauronu z T-Mobile wydają się drogą w kierunku ulepszania rozwiązań sprzedażowych bez ponoszenia pełnych kosztów wdrożeń zaawansowanych systemów.

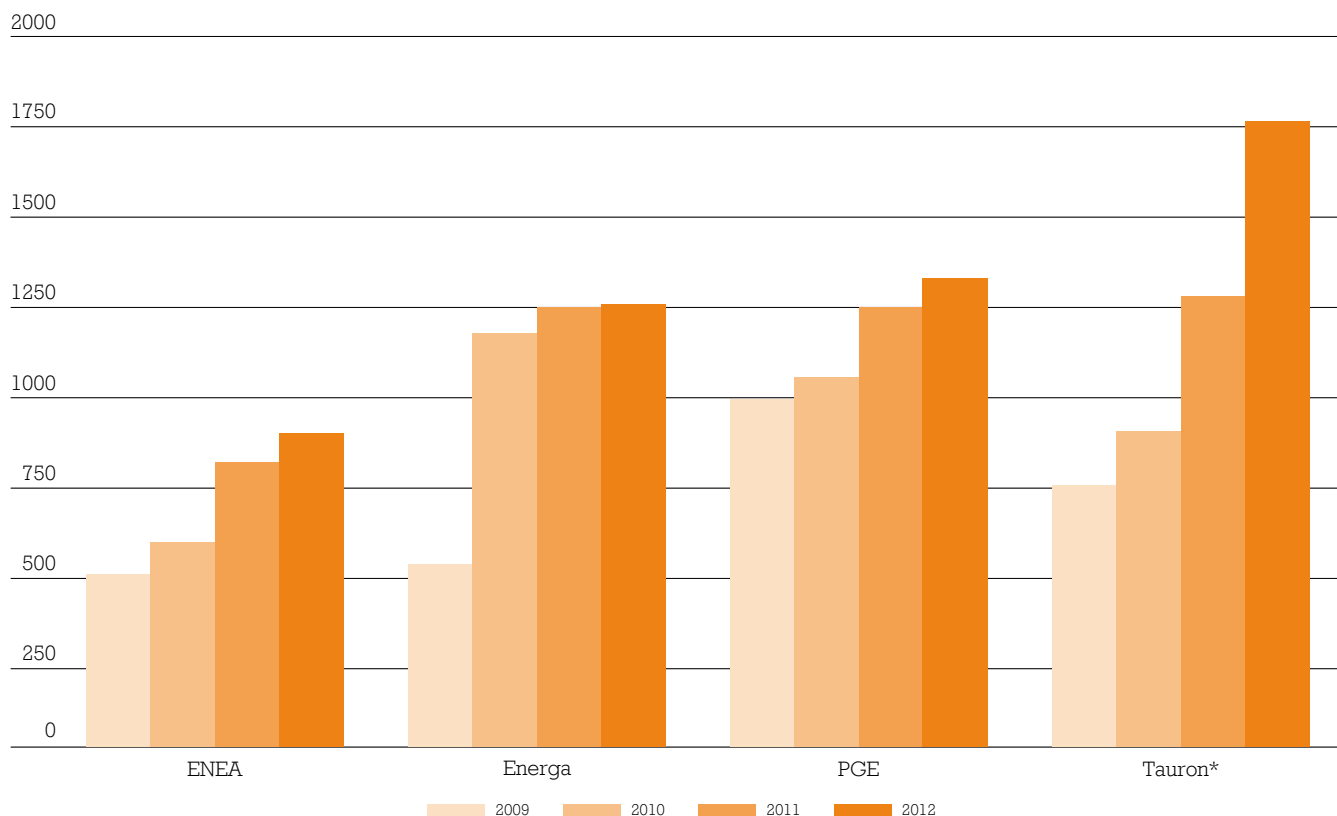
Polskie koncerny energetyczne w ostatnich latach zwiększyły poziom zaawansowania w obszarze sprzedaży i obsługi. Wykonanie kolejnego kroku wymaga inwestycji w systemy billingowe i narzędzia zarządzania bazą klientów – szacowane potrzeby sektora w tym obszarze są na poziomie do 300-400 mln PLN. Inwestycje są dokonywane w warunkach coraz bardziej konkurencyjnego rynku i powinny być traktowane bardziej jako wymóg nowoczesnego zarządzania sprzedażą niż jako źródło przewagi konkurencyjnej.

## 2.2.2. Dystrybucja

W czasach niepewności dotyczącej cen paliw, cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> i cen energii elektrycznej oraz w obliczu fundamentalnych zmian, które mogą nastąpić w sektorze (potencjalny efekt boomu gazu łupkowego, potencjalna budowa elektrowni atomowej), projekty inwestycyjne w elektroenergetyce są obciążone ryzykiem. W tym otoczeniu inwestycje w część dystrybucyjną aktywów spółek energetycznych są uważane za relatywnie stabilne i bezpieczne. Wyrazem pozytywnej oceny tego kierunku inwestowania są rosnące dynamicznie inwestycje polskich koncernów energetycznych, które w 2012 roku wyniosły ponad 4,5 mld PLN w stosunku do ok. 3,5 mld PLN w roku 2010 (trend wzrostowy obserwowany we wszystkich koncernach energetycznych).

Analizując plany inwestycji w sieć dystrybucyjną do roku 2015 – uzgodnione przez polskich Operatorów Sieci Dystrybucyjnych (OSD) z Urzędem Regulacji Energetyki – można zauważyć kontynuację trendu wzrostowego, przy tempie wzrostu wolniejszym niż w latach 2010-2012.

### Inwestycje polskich koncernów w sieć dystrybucyjną w latach 2009-2012 (mln PLN)



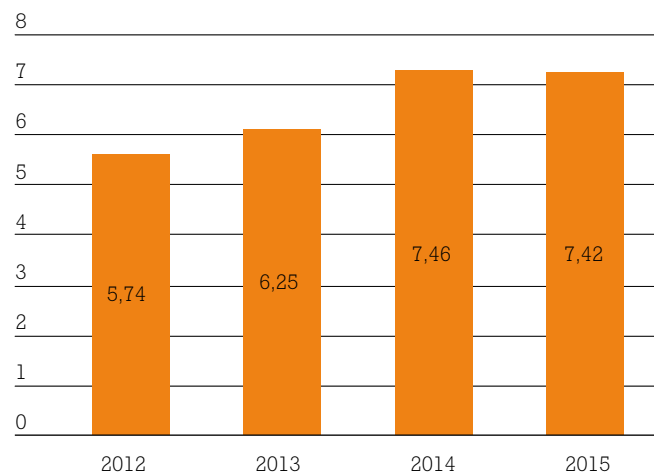
\* W październiku 2012 roku aktywa OSD Vattenfall zostały włączone do Grupy Tauron.  
Źródło: Sprawozdania finansowe spółek

Elementem, który mógłby zwiększyć poziom inwestycji w obszarze dystrybucji, będzie określenie sposobu i zakresu wprowadzania w Polsce inteligentnego opomiarowania (AMI – advanced metering infrastructure). Zgodnie z Dyrektywą 2009/72/WE, kraje członkowskie były zobowiązane do przygotowania analizy opłacalności wdrożenia AMI. W przypadku gdy rozwiązanie to okaże się opłacalne, kraj ma obowiązek wyposażenia 80% konsumentów w AMI do roku 2020; w przeciwnym razie obowiązku takiego nie ma. Polska nie wykonała tej analizy – Dyrektywa nie precyzuje skutków w takiej sytuacji, chociaż wytyczne do Dyrektywy (które nie są źródłem prawa) wskazują na konieczność ich wdrożenia. Niezależnie od wyników analiz kosztów/korzyści, kraje członkowskie UE mogą określić indywidualnie harmonogram wdrażania AMI – oczekuje się, że nowa ustawa Prawo energetyczne określi zasady wdrożenia AMI w Polsce.

W przypadku podjęcia decyzji o wdrożeniu AMI, po stronie polskich OSD konieczne będą inwestycje rzędu 6-10 mld PLN w okresie 6-8 lat. W odniesieniu do dzisiejszych poziomów inwestycyjnych oznaczałoby to wzrost nakładów inwestycyjnych o dodatkowe 20-30% rocznie do czasu pełnego wdrożenia. Silnym animatorem tego kierunku inwestycji jest URE, który stworzył mechanizmy dodatkowego wynagradzania inwestycji w AMI (wyższy zwrot z kapitału zaangażowanego w inwestycje w AMI) oraz podjął się roli podmiotu wyznaczającego minimalne funkcjonalności w celu zapewniania tzw. interoperacyjności rozwiązań wdrażanych przez różne OSD.

Istotną kwestią dla określenia przyszłych inwestycji w segmencie dystrybucji jest także ich wpływ na wysokość taryf. Naturalnym ograniczeniem jest poziom wzrostu taryf rok do roku oraz w dłuższych okresach. Analizując rosnące plany inwestycyjne polskich OSD (na wykresie poniżej uwzględniono także PSE – Operatora Systemu Przesyłowego), które w latach 2013-2015 będą wynosiły 6-7 mld PLN rocznie, można wnioskować, że przeniesienie w taryfie dodatkowych pozycji może być blokowane zarówno przez URE, jak i przez odbiorców.

#### Wysokość inwestycji OSD oraz PSE uzgodnione z URE w planach rozwoju (mld PLN)



Źródło: Analiza PwC na podstawie publicznie dostępnych informacji

Nakłady inwestycyjne w segmencie dystrybucji dynamicznie rosły w ostatnich latach i osiągnęły poziom ok. 4,5 mld PLN w 2012. W porównaniu z innymi segmentami w sektorze energetycznym, dystrybucja posiada relatywnie stabilne rozwiązania regulacyjne, co daje szansę na prognozowanie parametrów inwestycji. W związku z tym w kolejnych latach przewiduje się utrzymanie wysokiego poziomu nakładów w tym segmencie. Elementem zwiększającym zapotrzebowanie inwestycyjne w obszarze dystrybucji może stać się rozwój inteligentnego opomiarowania (AMI) – w przypadku decyzji o wdrożeniu go w kraju powstaną potrzeby inwestycyjne na poziomie 6-10 mld PLN w okresie wdrożenia. Należy oczekiwać presji odbiorców i URE na ograniczanie wzrostu taryfy, co spowoduje trudność w zwiększaniu nakładów inwestycyjnych ponad obecne historycznie rekordowe plany OSD.



### **3. Prawo zamówień publicznych. Koło zamachowe czy kula u nogi inwestycji?**

## 3.1. Wpływ Prawa zamówień publicznych na inwestycje w energetyce

Istotnym czynnikiem, który warunkuje tempo prac nad przygotowaniem procesów inwestycyjnych w elektroenergetyce, wpływa na efektywność wydawanych środków oraz określa harmonogramy realizacji inwestycji, są regulacje Prawa zamówień publicznych (PZP).

Przepisy PZP zawierają ograniczony katalog przesłanek, które umożliwiają zamawiającemu unieważnienie postępowania, odstąpienie od umowy bądź zmianę zobowiązań stron. Aby więc proces inwestycyjny zakończył się sukcesem, niezbędne jest odpowiednie skonstruowanie zamówienia, a w szczególności określenie parametrów technicznych i rozwiązań technologicznych zamawianych urządzeń i instalacji. Prawidłowe przygotowanie specyfikacji zamówienia wymaga jednak od specjalistów koncernów energetycznych szerokiej znajomości specyfiki najnowszych rozwiązań technologicznych potencjalnych oferentów i standardów stosowanych przez dostawców urządzeń.

Ograniczony dostęp do informacji o szczegółowych rozwiązaniach technicznych stosowanych przez wykonawców oraz brak prostej, efektywnej i szybkiej możliwości dialogu przed rozpoczęciem postępowania powodują, że w ramach specyfikacji przetargowych, dotyczących na przykład budowy nowych bloków przygotowywanych przez stronę zamawiającą, mogą pojawiać się założenia, które nie odpowiadają standardom stosowanym przez tych wykonawców. W efekcie, mimo iż specyfikacja techniczna przygotowana przez inwestora wpisuje się w pewne praktyki i standardy rynkowe, jej niektóre elementy mogą wymagać od wykonawcy opracowania dedykowanych rozwiązań na potrzeby uczestnictwa w danym przetargu i realizacji konkretnej inwestycji. Część z wymagań może być również trudna do spełnienia.

W obszarze wytwarzania w Europie w ostatnim czasie rozstrzygnięte zostały dwa przetargi na budowę bloków o takiej samej mocy zainstalowanej. Pierwsza z inwestycji realizowana była w reżimie PZP, druga zaś – poza nim. Różnica w cenie wyniosła 31% w stosunku do wartości pierwszej inwestycji. Powyższe ustalenie każe się zastanowić, czy – pomijając specyfikę każdej inwestycji oraz wpływ sytuacji rynkowej w danym czasie na zachowania oferentów – różnica w nakładach inwestycyjnych nie

wynika z bardziej efektywnego ustalania parametrów zamówienia i lepiej prowadzonych negocjacji cenowych w sytuacji, gdy zamawiającego nie wiążą przepisy PZP. Prawo zamówień publicznych ogranicza swobodę działania inwestora – dlatego też taki inwestor, aby osiągnąć efektywność kosztową projektu, musi włożyć o wiele większy wysiłek w jego przygotowanie w stosunku do inwestora stosującego się do wewnętrznych regulaminów spółki.

W ramach przepisów PZP przewidziana jest procedura prawna do odwołań od decyzji zamawiającego dotyczącej wyboru oferenta. Odwołania składane są przez odrzuconych oferentów do Krajowej Izby Odwoławczej (KIO). Odwołania wstrzymują proces inwestycyjny, bowiem zamawiający nie może zawrzeć umowy z wykonawcą do czasu ogłoszenia przez KIO wyroku lub postanowienia kończącego postępowanie odwoławcze (tj. postanowienia o odrzuceniu odwołania lub o jego umorzeniu).

W przypadku niekorzystnego dla wykonawcy wyniku postępowania odwoławczego w KIO, przysługuje mu prawo wniesienia skargi na orzeczenie KIO do sądu okręgowego. Jednak czynność ta nie skutkuje już ograniczeniem możliwości zawarcia umowy pomiędzy zamawiającym i wykonawcą. Niemniej, w takiej sytuacji zamawiający może wstrzymywać proces podpisania umowy do czasu rozstrzygnięcia sprawy przed sądem. W konsekwencji przewidziana procedura odwoławcza w ramach PZP może prowadzić do opóźnień w realizacji projektów inwestycyjnych już na etapie procedury przetargowej.

Obowiązujące przepisy PZP mogą utrudniać zamawiającemu dobór najlepszych rozwiązań technologicznych, mogą też powodować istotny wzrost cen ofert składanych przez wykonawców. Na dodatek złożony proces realizacji postępowania i rozpatrywania odwołań może powodować opóźnienia w realizacji inwestycji w stosunku do pierwotnie zakładanych harmonogramów.

## 3.2. „Dialog techniczny” – remedium na ograniczenia PZP?

Najnowsze zmiany w przepisach PZP wprowadziły instytucję „dialogu technicznego”, która stanowi istotne ułatwienie dla procesu przygotowywania specyfikacji przedmiotu zamówienia przez zamawiającego.

„Dialog techniczny” to proces przeprowadzenia konsultacji z potencjalnymi wykonawcami jeszcze przed rozpoczęciem postępowania o udzielenie zamówienia publicznego. Podczas „dialogu technicznego” zamawiający ma możliwość zweryfikowania swoich potrzeb, porównania ich z ofertą potencjalnych wykonawców oraz przedyskutowania z oferentami możliwości zastosowania rozwiązań bardziej zaawansowanych technologicznie lub bardziej efektywnych kosztowo.

W ramach procedury „dialogu technicznego” zamawiający może zwrócić się do potencjalnych wykonawców o doradztwo lub o udzielenie informacji w zakresie opisu przedmiotu zamówienia, Specyfikacji Istotnych Warunków Zamówienia (SIWZ) oraz określenia warunków umowy.

Należy podkreślić, że „dialog techniczny” nie jest trybem wyboru oferenta i może być wykorzystywany jako narzędzie do poznania oferty rynku i funkcjonujących na nim rozwiązań technicznych oraz technologicznych. „Dialog techniczny” można przeprowadzić na różnych etapach przygotowania postępowania, nawet przed formalnym zatwierdzeniem budżetu na daną inwestycję. Ponadto, po zakończeniu procesu „dialogu technicznego” nie ma obowiązku przeprowadzenia postępowania o udzielenie zamówienia.

Przeprowadzenie „dialogu technicznego” może skutkować istotnymi korzyściami dla zamawiającego. W wyniku przeprowadzonego „dialogu technicznego” zamawiający może uzyskać informacje o najlepszych rozwiązaniach technicznych dostępnych na rynku, o ograniczeniach i uwarunkowaniach zastosowania tych rozwiązań. Na tej podstawie zamawiający powinien być w stanie skonfrontować swoje oczekiwania z możliwościami rynku i wykonawców. Takie przygotowanie może przełożyć się na lepsze sporządzenie specyfikacji technicznej przedmiotu zamówienia, a tym samym na ograniczenie ryzyka otrzymania ofert niespełniających tej części SIWZ.

Dodatkowo w procesie „dialogu technicznego” zamawiający może uzyskać informacje, które pozwolą mu na poprawną kalkulację kosztów inwestycji, czasu niezbędnego do jej realizacji oraz na poznanie ryzyk inwestycyjnych i możliwych sposobów ich ograniczenia. Tym samym zamawiający będzie w stanie lepiej określić racjonalność ekonomiczną inwestycji oraz lepiej wydatkować posiadane środki finansowe.

„Dialog techniczny” może pozwolić również wykonawcy na określenie optymalnych kryteriów oceny ofert, determinujących ich techniczną i ekonomiczną wartość, a tym samym na ograniczenie znaczenia kryterium ceny.

„Dialog techniczny” pozwala na uelastycznienie procesu przygotowywania przetargów oraz opracowywania SIWZ. W konsekwencji wprowadzenie instytucji „dialogu technicznego” do porządku prawnego może pozytywnie wpłynąć na tempo przygotowywania przetargów na inwestycje w sektorze elektroenergetycznym i na jakość technicznej specyfikacji oczekiwań zamawiającego ujętej w SIWZ. Tym samym „dialog techniczny” może istotnie skrócić czas realizacji postępowania o udzielenie zamówienia, ułatwić jego realizację dla wykonawców oraz spowodować bardziej efektywną alokację środków inwestycyjnych.



## 4. Formuła realizacji inwestycji – czy EPC oznacza: drożej, ale bez ryzyka?

Wysokość nakładów inwestycyjnych na projekty w sektorze elektroenergetycznym, a tym samym efektywność wydawania środków finansowych, uzależniona jest od przyjętej formuły realizacji inwestycji.

Powszechnie uważa się, że formuła EPC (ang. Engineering, Procurement and Construction, „pod klucz”) jest droższa, ale zdejmuje ryzyko z inwestora. Faktycznie jednak obydwa powyższe stwierdzenia nie muszą być prawdziwe.

## 4.1. Charakterystyka formuł realizacji inwestycji

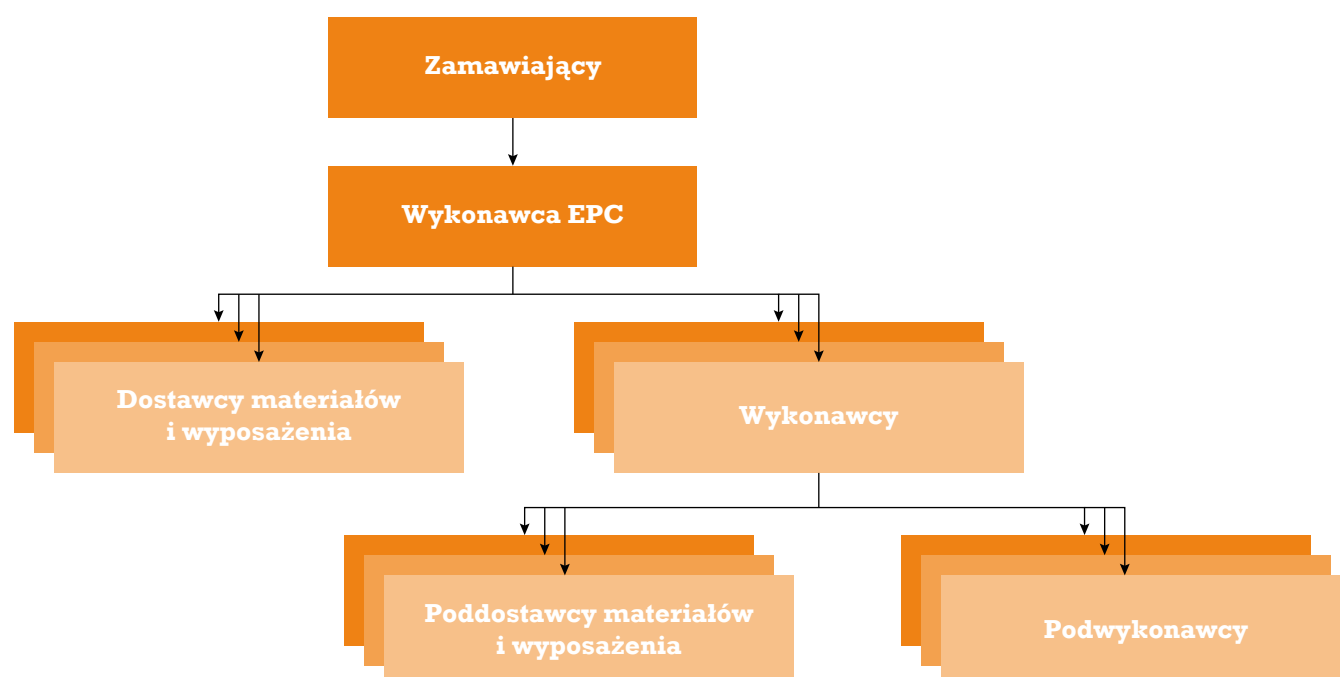
### EPC

Kontrakt typu EPC jest odpowiedni dla dużych inwestycji (np. budowy bloków energetycznych, modernizacji linii przesyłowych i dystrybucyjnych), w których inwestor nie jest zaangażowany w opracowanie dokumentacji projektowej, a jedynie zapewnia finansowanie.

W ramach kontraktu EPC jeden wykonawca, zawierający umowę z inwestorem, jest w całości odpowiedzialny za realizację inwestycji, włączając w to zaprojektowanie, produkcję, dostawę i instalację urządzeń elektrycznych lub mechanicznych oraz projekt i wykonanie robót budowlanych lub inżynierskich. Wykonawca dostarcza zamawiającemu w pełni wyposażony obiekt, gotowy do operacyjnej eksploatacji. W formule EPC wykonawca daje inwestorowi gwarancję stałości ceny końcowej kontraktu oraz zobowiązuje się do dotrzymania ustalonego harmonogramu prac, a także warunków technicznych. Konsekwencją takich ustaleń jest jednak wyższe wynagrodzenie wykonawcy, który przejmuje na siebie znaczącą większość ryzyka projektowego, a tym samym również wyższe całkowite nakłady inwestycyjne.

W formule EPC inwestor w bardzo ograniczonym stopniu angażuje się w proces realizacji projektu inwestycyjnego, wykonawca prowadzi bowiem proces doboru urządzeń, materiałów i technologii, tak aby w efekcie końcowym przedmiot zamówienia w pełni spełniał wymagania funkcjonalno-użytkowe inwestora. W konsekwencji wymagania inwestora, na podstawie których realizowany jest proces przetargowy, opisują projekt inwestycji w sposób ogólny, a największy nacisk położony jest na istotne wymagania funkcjonalno-użytkowe, które ma spełniać obiekt.

### Struktura formuły realizacji projektu inwestycyjnego: kontrakt na realizację EPC



Źródło: Analiza PwC

Do najważniejszych zalet realizacji inwestycji w formule EPC zaliczyć można:

- skupienie odpowiedzialności za inwestycję w rękach jednego podmiotu;
- synergie związane z konsolidacją funkcji projektującego i realizującego inwestycję, w tym minimalizację ryzyka związanego z błędną lub niekompletną dokumentacją projektową;
- ograniczenie ryzyka inwestora dzięki zapewnieniu ryczałtowej ceny kontraktu.

Formuła EPC wiąże się jednak również z ograniczeniami:

- mniejszy wpływ inwestora na technologię realizacji inwestycji i na wybór poszczególnych rozwiązań technicznych;
- ograniczona możliwość kontroli i wprowadzania zmian podczas realizacji inwestycji;
- odpowiedzialność wykonawcy sprowadzona do prac sprecyzowanych w zamówieniu;

- wyższa cena kontraktu z uwagi na stałość ceny kontraktowej i zapewnienie dotrzymania harmonogramu prac przez wykonawcę.

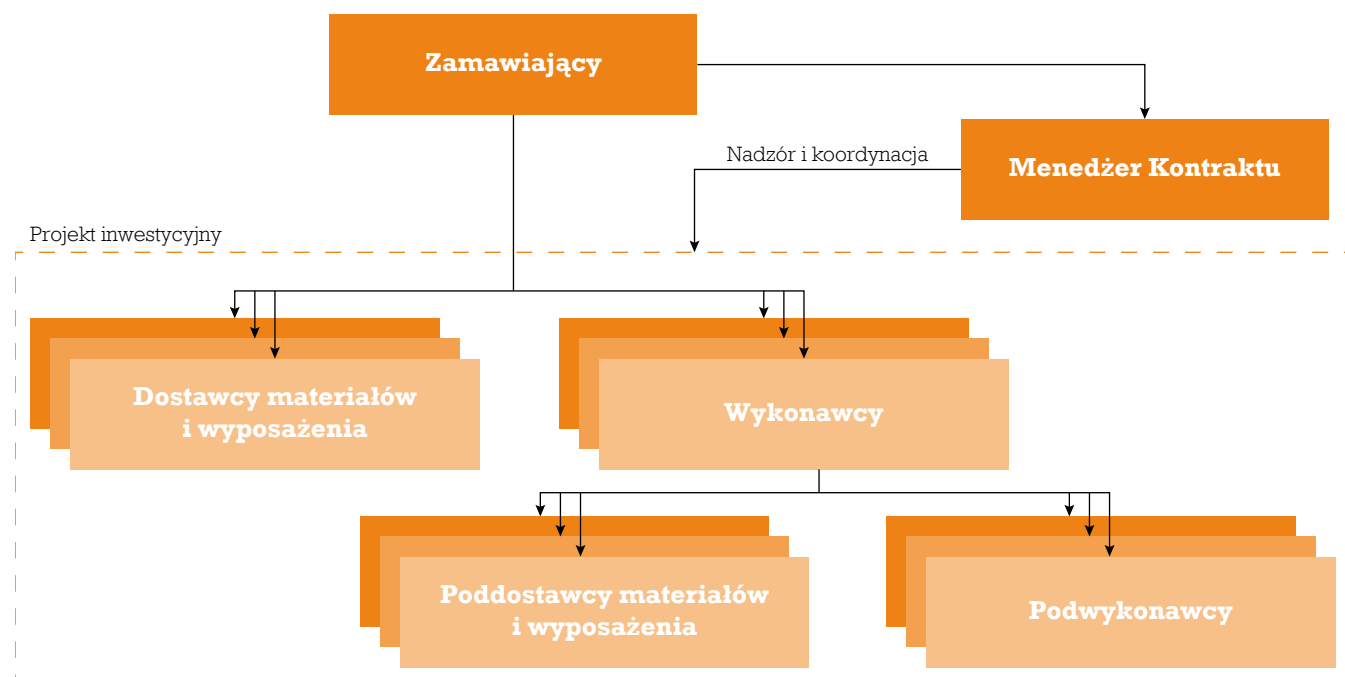
### Formuła EPCM

Formuła EPCM (ang. Engineering, Procurement and Construction Management) jest dość nowatorskim podejściem do realizacji projektów inwestycyjnych, zwłaszcza na rynku polskim. Kontrakt EPCM jest umową o świadczenie usług.

Menedżer Kontraktu (ang. Contract Manager) świadczy na rzecz inwestora wiele usług konsultacyjnych z dziedziny projektowania, zawierania kontraktów handlowych z dostawcami i wykonawcami oraz nadzoru nad procesem realizacji inwestycji.

Kontrakty z faktycznymi wykonawcami prac projektowych i konstrukcyjnych oraz z dostawcami materiałów i wyposażenia zawierane są przez Menedżera Kontraktu w imieniu inwestora. Oznacza to, że bezpośrednimi stronami kontraktu są: inwestor oraz każdy z poszczególnych kontrahentów.

### Struktura formuły realizacji projektu inwestycyjnego: kontrakt na realizację EPCM



Źródło: Analiza PwC

Odpowiedzialność Menedżera Kontraktu głównie koncentruje się na obszarach:

- wsparcia inwestora w procesie doboru rozwiązań technicznych;
- wsparcia inwestora w procesach zakupowych i w kontrakcji dostaw urządzeń oraz usług (Menedżer Kontraktu odpowiedzialny jest za przygotowanie pełnej dokumentacji przetargowej, rozpisanie przetargu, zebranie ofert oraz za dokładną ich analizę pod względem technicznym i merytorycznym, a także za przedstawienie rekomendacji inwestorowi, który wstępnie akceptuje oferentów);
- nadzoru nad pracami projektowymi (w tym nad początkowym podstawowym projektem, jak i nad jego dalszym uszczegółowieniem) pod kątem ich jakości;
- przygotowania budżetu i jego ciągłego monitorowania (rzadko się jednak zdarza, by Menedżer Kontraktu dawał jakąkolwiek gwarancję, że prace inwestycyjne zostaną zrealizowane w ramach nakreślonego budżetu);
- oszacowania czasu trwania przedsięwzięcia i monitorowania zgodności postępu prac z harmonogramem;
- koordynacji prac projektowych i budowlanych pomiędzy podwykonawcami.

Do głównych zalet formuły EPCM zaliczyć można:

- możliwość dużej ingerencji inwestora w zastosowaną technologię i w zapisy kontraktów z wykonawcami oraz dostawcami materiałów i wyposażenia;
- potencjał do redukcji kosztów – eliminacja marży Generalnego Wykonawcy.

Wybór tej formy realizacji inwestycji niesie ze sobą także wiele ryzyk związanych z:

- opóźnieniami lub błędami w dokumentacji, bowiem ta formuła realizacji inwestycji zakłada konieczność podpisania umów przez inwestora bezpośrednio ze wszystkimi wykonawcami inwestycji;
- ograniczoną odpowiedzialnością Menedżera Kontraktu, który świadczy na rzecz inwestora jedynie usługi wsparcia;
- utrudnionym prowadzeniem sporów, bowiem inwestor jest stroną kontraktów z wykonawcami.

## Formuła wyspowa

Formuła wyspowa polega na odrębnym zamawianiu poszczególnych elementów inwestycji.

W formule wyspowej inwestor może samodzielnie prowadzić nadzór nad procesem budowy bądź zlecić nadzór inwestycyjny podmiotowi zewnętrznemu – Inżynierowi Kontraktu. W tym wariantcie inwestor wykonuje całość prac projektowych i to on jest odpowiedzialny za jakość projektu oraz ponosi ryzyko z tego tytułu. Wykonawca natomiast odpowiada za wykonanie robót zgodnie z ustalonymi z inwestorem specyfikacjami technicznymi i z otrzymanym projektem.

W przypadku powołania do projektu Inżyniera Kontraktu, jego zadaniem jest monitorowanie prac konstrukcyjnych oraz zatwierdzanie wypłat dla wykonawcy.

Do zalet tej formuły realizacji inwestycji zaliczyć można:

- możliwość wpływu inwestora na specyfikację rozwiązań technicznych (optymalnych z ekonomiczno-technicznego punktu widzenia);
- brak marży Generalnego Wykonawcy.

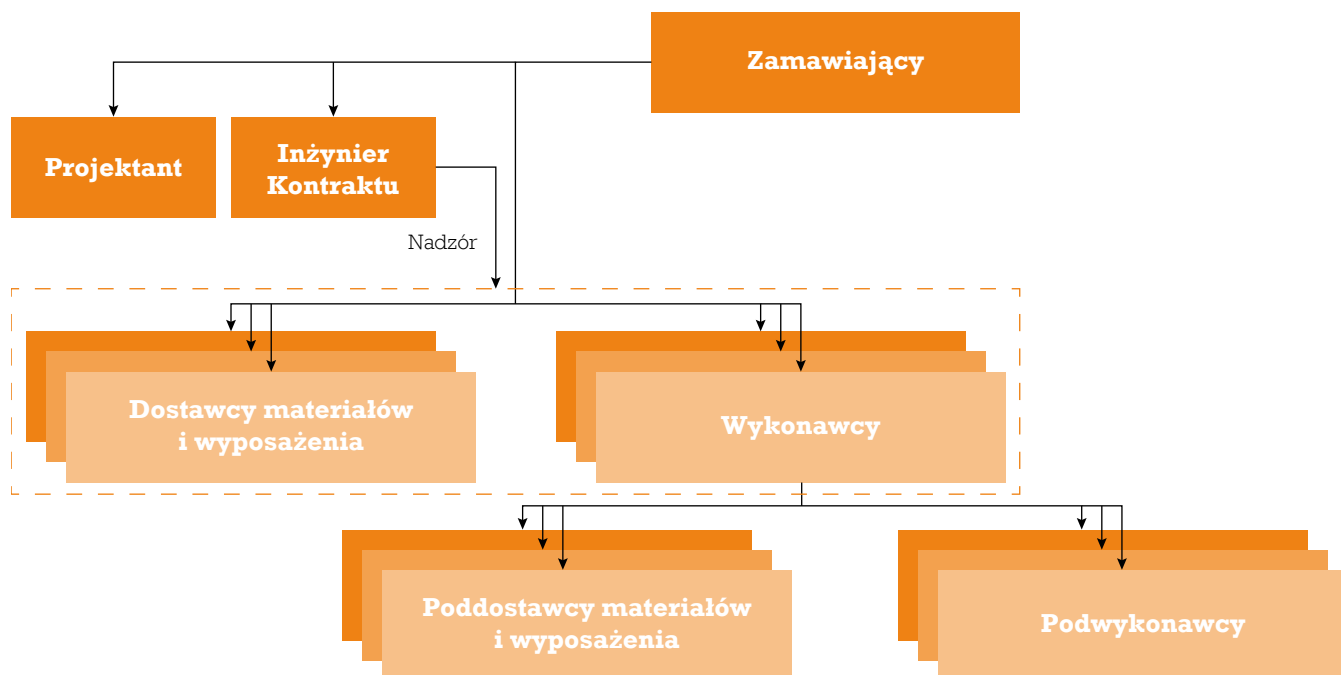
Istotne ryzyka tej formuły wynikają natomiast z:

- ewentualnego nieosiągnięcia parametrów projektowych;
- ewentualnego niedotrzymania harmonogramu i przekroczenia budżetu.

Realizacja inwestycji w formule wyspowej wymaga od inwestora budowy silnych kompetencji w zakresie nadzorowania i kontroli procesu inwestycyjnego.

Obecnie w polskim sektorze elektroenergetycznym większość inwestycji prowadzona jest w formule EPC. Wynika to z faktu, że w ramach takiego kontraktu całość ryzyka związanego z prowadzeniem procesu inwestycyjnego przeniesiona jest na Generalnego Wykonawcę. Dodatkowo formuła ta gwarantuje inwestorowi stałość ceny. Skutkuje to jednak zwiększonymi kosztami realizacji inwestycji.

### Struktura formuły realizacji projektu inwestycyjnego: formuła wyspowa



Źródło: Analiza PwC

## 4.2. EPC – drożej, ale bez ryzyka?

W przypadku zewnętrznego finansowania projektu inwestycyjnego, zwłaszcza gdy jest on realizowany w formule Project Finance, instytucje finansowe wymagają zazwyczaj od inwestora kontraktacji w formule EPC. Spowodowane jest to dążeniem finansujących do ograniczenia ryzyk inwestycyjnych związanych z zastosowanymi rozwiązaniami technologicznymi i technicznymi projektu. Tym samym inwestorzy realizujący projekty wspierane przez rynek finansowy muszą liczyć się z potencjalnie wyższymi kosztami realizacji inwestycji.

Formuła EPC pozwala jednak na pewną optymalizację i na zarządzanie faktycznym procesem inwestycji. Choć powszechnie uważa się, że realizacja inwestycji w tej formule jest droższa niż w formule wyspowej, to przy odpowiedniej konstrukcji kontraktu EPC z wykonawcą oraz pod warunkiem przejęcia części „bezpiecznych” ryzyk przez inwestora jest ona bardziej efektywna – chodzi nie

tylko o nakłady inwestycyjne, ale również o potencjalne opóźnienia w generowaniu przychodów z eksploatacyjnej inwestycji.

W formule EPC na cenę wpływają różne czynniki, takie jak podział ryzyk pomiędzy inwestora i wykonawcę czy wymagania dotyczące rozwiązań technicznych. Oczywiście jest, że każde ryzyko wraz z prawdopodobieństwem jego wystąpienia jest szacowane przez poszczególnych oferentów i w efekcie musi być wliczone w cenę. Inwestor może przejąć część ryzyk na siebie, szczególnie tych, które tylko teoretycznie są ryzykiem wykonawcy. W takim przypadku EPC niekoniecznie oznacza „drożej”.

Należy podkreślić, iż nawet w formule EPC efektywnym ryzykiem ekonomicznym związanym z realizacją inwestycji obciążony jest inwestor. W przypadku opóźnień w realizacji inwestycji czy problemów wynikających z niedotrzymaniem przez wykonawcę parametrów technicznych, to inwestor nie będzie miał możliwości czerpania korzyści ekonomicznych ze zrealizowanej inwestycji w pełni lub w części. Inwestor będzie miał prawo do dochodzenia odszkodowania (kar) od wykonawcy,

lecz proces ten może być długotrwały i nie musi przynieść spodziewanych efektów.

Ważne jest zatem, aby zapisy umowne pomiędzy zamawiającym a wykonawcą z jednej strony chroniły interes inwestora, z drugiej zaś – motywowały wykonawcę do terminowej i zgodnej z umową realizacji inwestycji. Wtedy EPC może oznaczać faktycznie realizację projektu „bez ryzyk”. Gdy, na przykład, niedotrzymanie parametrów technicznych instalacji automatycznie nakłada na wykonawcę karę umowną, będzie on przede wszystkim koncentrował swoje wysiłki na jej uniknięciu, zamiast na usunięciu ewentualnych wad. W takiej sytuacji kary umowne mogłyby zatem być zawieszone przez ustalony okres, w trakcie którego wykonawca mógłby wprowadzić do instalacji modyfikacje umożliwiające osiągnięcie zakładanych parametrów technicznych.

Nie bez znaczenia dla ograniczenia ryzyk realizacji inwestycji w formule EPC może być również wybór wykonawcy oraz lidera konsorcjum. Wykonawcą lub liderem konsorcjum powinna być firma, która gwarantować będzie terminową realizację inwestycji, nie tylko w ramach ustaleń kontraktowych, lecz również z uwagi na czynniki pozaumowne. Do czynników takich zaliczyć można choćby reputację. Liderem konsorcjum lub wykonawcą powinna zostać firma ciesząca się bardzo dobrą reputacją. Taki wykonawca dołoży wszelkich starań, aby dotrzymać warunków kontraktu (harmonogramu, budżetu, parametrów technicznych). W przeciwnym razie reputacja wykonawcy może zostać nadszarpnięta, co wpływa z reguły na rozstrzygnięcia innych konkursów/przetargów, w których ten wykonawca będzie startował w przyszłości (np. w innych krajach europejskich). Ma to szczególne znaczenie w przypadku, gdy wykonawca będzie realizował projekt w oparciu o swoje innowacyjne rozwiązanie, wówczas sukces inwestycji pozwoli na uzyskanie pierwszych pozytywnych referencji dla danej technologii. Oczywiście, nie zawsze „silna marka wykonawcy” gwarantuje sukces projektu.

Na cenę projektu pozytywnie wpływa również stosowanie standardowych rozwiązań technologicznych oferentów. Jeżeli zamawiający wymaga, aby rozwiązanie było nie-standardowe, generuje to przynajmniej dwa negatywne skutki dla wykonawcy. Po pierwsze, wykonawca musi to rozwiązanie zaprojektować lub zamówić u podwykonawcy – będzie to robił pierwszy raz – musi to zatem zwykle więcej kosztować. Po drugie, wykonawca nie posiada wiedzy, jak dana instalacja będzie współpracowała z resztą podzespołu – będzie to zatem generowało dodatkowe ryzyka dla wykonawcy i nie może pozostać bez wpływu na oferowaną

cenę. Dlatego też tak cenny jest wcześniejszy dialog pomiędzy inwestorem a oferentami. Dialog przeprowadzony na etapie przygotowania inwestycji pozytywnie wpływa na opłacalność projektu.

W przypadku zewnętrznego finansowania projektu inwestycyjnego musi on być z zasady realizowany w formule EPC. Właściwa konstrukcja umowy z wykonawcą, szczególnie w kontekście podziału ryzyk oraz wykorzystywania standardowych rozwiązań oferentów, może być źródłem redukcji ceny w tej formule. Efektywny dialog pomiędzy inwestorem i wykonawcami – tzw. dialog techniczny prowadzony w oparciu o nowe rozwiązania prawne PZP – pomaga osiągnąć powyższy cel.





# 5. Inwestycje Polskie – nowe możliwości finansowania

## 5.1. Przegląd dotychczasowych metod finansowania

W dwóch poprzednich edycjach raportu szeroko omawiane były wszelkie możliwe formy finansowania potrzeb inwestycyjnych. Nie widzimy potrzeby, aby ponownie tak dogłębnie poruszać ten temat. Praktyka pokazuje, że inwestorzy, którzy zdecydowali się na rozpoczęcie inwestycji w ostatnim czasie, wykorzystują wszystkie dostępne na rynku formy finansowania. Faktem jest, że w dalszym ciągu preferowane jest finansowanie korporacyjne, w oparciu o bilans inwestora. Ale mamy też przykład finansowania typu Project Finance (wspólny projekt PGNiG i Tauronu), mamy przykład kilku Euroemisji (m.in. PKN ORLEN, PGNiG, Energa) czy emisji obligacji na rynku krajowym (przykład – PGNiG). Szeroko wykorzystywane są też dopłaty pochodzące z funduszy UE, choć zwykle przy mniejszych projektach.

Nowe możliwości finansowania w obszarze dystrybucji stwarza obowiązująca od 2011 roku regulacja URE, porządkująca zasady przyznawania taryf w zależności od z góry określonej stopy zwrotu z aktywów uznanych przez Regulatora (tzw. Wartość Regulacyjna Aktywów, WRA). Urząd Regulacji Energetyki weryfikuje aktywa operatorów sieci dystrybucyjnych i decyduje o uznaniu ich (lub nie) w procesie ustalania taryfy. Stopa zwrotu określana jest przez Regulatora przy uwzględnieniu alternatywnych możliwości lokowania kapitału w długim terminie (długoterminowe obligacje skarbowe). Aktualnie obowiązujący poziom zwrotu z WRA wynosi 8,95% rocznie. Taki mechanizm umożliwia inne podejście do finansowania ze strony banków. W krajach UE, gdzie podobne regulacje w obrębie dystrybucji i przesyłu wdrożono już wcześniej, przyjął się model finansowania dedykowany dla operatorów sieci dystrybucyjnych, gdzie głównym parametrem określającym zdolność zadłużenia jest relacja długu do WRA. Przyjmuje się, że poziom długu do WRA nie powinien przekraczać relacji 70/30. Długofalowa regulacja gwarantująca atrakcyjną stopę zwrotu, bardzo mało podatną na zmiany koniunktury rynkowej, pozwala na udzielanie finansowania z bardzo długim horyzontem spłaty, dopasowanym do cyklu amortyzacji. W warunkach polskich dominującym modelem jest finansowanie korporacyjne na poziomie holdingu z dystrybucją w dół, do spółek operacyjnych. W ten sposób Grupa ENEA zapewniła sobie nawet finansowanie dla budowy nowego bloku energetycznego w Koziełnicach. Wydaje się jednak, że z biegiem czasu podmio-

ty działające w obszarze przesyłu i dystrybucji zaczną poszukiwać, na poziomie spółek operacyjnych, modelu finansowania uwzględniającego specyfikę ich działalności. Odejście od standardowego mierzenia zdolności zaciągania długu wielkością EBITDA na rzecz modeli bardziej odzwierciedlających istotę regulowanego biznesu, powinno znacząco poprawić zdolność do pozyskiwania długu na inwestycje w infrastrukturę przesyłową.

Trudno nie wspomnieć o aktywnej roli we wspieraniu inwestycji, jaką odgrywają banki multilateralne: EBOiR, EBI i NIB. Niewątpliwie dużymi zaletami finansowania z udziałem tych banków jest możliwość uzyskania długiego terminu spłaty, relatywnie atrakcyjna cena finansowania i możliwość uniknięcia znużonej procedury przetargowej pod PZP. Należy jednak zwrócić uwagę, że banki te mają swoją politykę, która nie zakłada współfinansowania we wszystkich obszarach inwestycyjnych. Na przykład w obszarze wytwarzania promowany jest rozwój technologii stanowiących dywersyfikację w relacji do obecnie dominującej generacji opartej na węglu. Na wsparcie mogą więc liczyć źródła kondensacyjne i kogeneracyjne oparte na gazie (przykładem jest blok gazowy w Stalowej Woli budowany wspólnie przez PGNiG i Tauron), jednostki biomasowe oraz inne OZE (dotychczas głównym beneficjentem były elektrownie wiatrowe). Zgodne z polityką jest także wsparcie rozwoju infrastruktury przesyłowej dla energii i gazu oraz infrastruktury magazynowej dla gazu. Takie podejście oznacza między innymi, że w modelu biznesowym tych banków nie mieści się na przykład finansowanie budowy nowych bloków energetycznych zasilanych węglem kamiennym ani brunatnym, podobnie jak wspieranie budowy nowych kopalni. Możliwe jest natomiast współfinansowanie inwestycji związanych z ochroną środowiska, jak wychwytywanie SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub> czy budzących kontrowersje instalacji CCS. Jest to spójne z regulacjami i kierunkami rozwoju promowanymi w Unii Europejskiej.

Bardzo interesującym elementem, uzupełniającym istniejącą na rynku gamę dostępnych możliwości finansowania, jest zainicjowany w 2012 roku projekt znany jako Inwestycje Polskie. Jest to program mający na celu wspieranie inwestycji infrastrukturalnych, strategicznych z punktu widzenia interesu Skarbu Państwa. Szerzej o nowych możliwościach piszemy w kolejnej części raportu, która powstała przy udziale ekspertów z Banku Gospodarstwa Krajowego.

## 5.2. Inwestycje Polskie

12 października 2012 roku Prezes Rady Ministrów Donald Tusk przedstawił w Sejmie plan działań zmierzających do pobudzenia wzrostu gospodarczego. Jednym z jego elementów jest program Inwestycje Polskie, którego celem jest zapewnienie środków na finansowanie dużych inwestycji infrastrukturalnych stymulujących wzrost gospodarczy w ramach projektów prowadzonych we współpracy z partnerami prywatnymi. Inwestycje Polskie to także metoda przyspieszenia prywatyzacji, z której środki będą wykorzystane właśnie na inwestycje infrastrukturalne. Oczekiwanym efektem programu jest mobilizacja podmiotów prywatnych do zwiększania nakładów na inwestycje infrastrukturalne poprzez inicjowanie bądź domykanie finansowania projektów (tzw. pierwsza albo ostatnia złotówka).

Program jest oparty na dwóch filarach: na Banku Gospodarstwa Krajowego (BGK) w zakresie finansowania dłużnego i działalności gwarancyjnej oraz na nowo utworzonej spółce Polskie Inwestycje Rozwojowe S.A. (PIR) w zakresie finansowania kapitałowego.

### BGK

BGK, jako bank komplementarny do banków komercyjnych i innych instytucji finansowych, udziela w ramach programu finansowania dłużnego. Dzięki dokapitalizowaniu w styczniu 2013 roku może znacząco zwiększyć skalę finansowania inwestycji. Atutem BGK jest możliwość pozyskania długoterminowego finansowania taniej niż krajowe banki komercyjne. BGK posiada długoterminowy rating A – w skali międzynarodowej w walucie obcej wg agencji Fitch – oraz długoterminowy rating na poziomie AAA (pol) w skali krajowej.

BGK prowadzi regulowaną działalność gospodarczą i funkcjonuje na podstawie Prawa bankowego, ustawy o BGK, regulacji Komisji Nadzoru Finansowego (KNF), statutu BGK oraz wewnętrznych regulacji. Jest bankiem państwowym, co oznacza, że właścicielem ekonomicznym banku jest państwo. BGK prowadzi działalność zleconą przez państwo, jak również działalność własną na zasadach rynkowych. W obszarze działalności zleconej obsługuje jednostki sektora finansów publicznych oraz programy rządowe. Działalność zleconą prowadzona jest w ramach umów podpisanych pomiędzy zlecającym takie zadania organem państwowym i BGK. W ramach działalności własnej BGK zapewnia finansowanie oraz usługi bankowości transakcyjnej m.in. dla jednostek samorządu terytorialnego, spółek komunalnych

i ZOZ. Finansuje projekty inwestycyjne oraz branże o znaczeniu strategicznym. Środki na prowadzenie działalności zleconej przez państwo i własnej są wyraźnie rozdzielone – BGK nie ma możliwości ich łączenia czy wymiany w żadnym momencie prowadzenia działalności.

BGK w ramach programu Inwestycje Polskie udziela kredytów SPV (ang. Special Purpose Vehicle – Spółka Specjalnego Przeznaczenia) na warunkach rynkowych. Jeżeli warunki oceny zdolności kredytowej i warunki finansowania od nich odbiegają, finansowanie nie może zostać przyznane, ponieważ mogłoby zostać uznane za pomoc publiczną.

### PIR

Spółka Polskie Inwestycje Rozwojowe S.A. jest podmiotem, który w ramach programu Inwestycje Polskie dokonuje inwestycji kapitałowych. Z praktycznego punktu widzenia spółka jest połączeniem funduszu inwestycyjnego i podmiotu zarządzającego tym funduszem.

Głównym zadaniem PIR jest prowadzenie inwestycji kapitałowych, co oznacza, że w przypadku finansowania inwestycji w formule Project Finance PIR angażuje się w celową spółkę projektową jako inwestor. Dzięki temu inicjatorowi projektu łatwiej jest pozyskać kapitał niezbędny do zdobycia finansowania bankowego dla swojej inwestycji. Inwestycja kapitałowa jest z założenia bardziej ryzykowna niż finansowanie dłużne, dlatego rentowność zaangażowania PIR musi być oceniona jako wyższa od kosztu uzyskania finansowania w formie finansowania dłużnego. Po określonym czasie PIR będzie się wycofywał z inwestycji po to, by móc efektywnie wykorzystać kapitał do finansowania nowych projektów.

Proces oceny projektów inwestycyjnych przez PIR przypomina procesy stosowane w innych funduszach inwestycyjnych. Ocena projektu jest dokonywana równolegle przez PIR i przez BGK. Co jednak nie oznacza, że zaangażowanie PIR implikuje zaangażowanie BGK lub na odwrót.

### Strategia działania programu Inwestycje Polskie

Główne kierunki inwestycji prowadzonych w ramach programu Inwestycje Polskie dotyczą infrastruktury energetycznej (dystrybucja i wytwarzanie), gazowej (sieć przesyłowa, wydobywanie i magazyny), zagospodarowania złóż węglowodorowych (w tym gazu łupkowego), portowej, morskiej, kolejowej, drogowej oraz przemysłowej i telekomunikacyjnej, a także samorządowej (np. spalarnie śmieci, komunikacja).

Pierwszym założeniem programu jest zwiększenie efektywności wykorzystania aktywów Skarbu Państwa. Program zmienia sposób wykorzystania tych aktywów – akcje należące do Skarbu Państwa, po wniesieniu do PIR i BGK, będą sprzedane, a środki z ich sprzedaży będą bezpośrednio współfinansowały rozwój rentownych inwestycji infrastrukturalnych w Polsce. Po wycofaniu z danego przedsięwzięcia kapitał zostanie zainwestowany ponownie w kolejny realizowany w ramach programu projekt.

Drugim założeniem programu jest rynkowy charakter wykorzystywania środków. Dokonywane inwestycje powinny oferować rynkową stopę zwrotu dla BGK i PIR.

Trzecim założeniem programu jest rentowna działalność PIR i BGK. Działalność obu podmiotów w ramach programu powinna generować zysk.

### Instrumenty programu

Cele programu są realizowane za pomocą trzech głównych instrumentów: finansowania dłużnego przez BGK (kredyty albo obejmowanie przez BGK emisji obligacji emitowanych przez spółki realizujące projekty inwestycyjne lub przez ban-

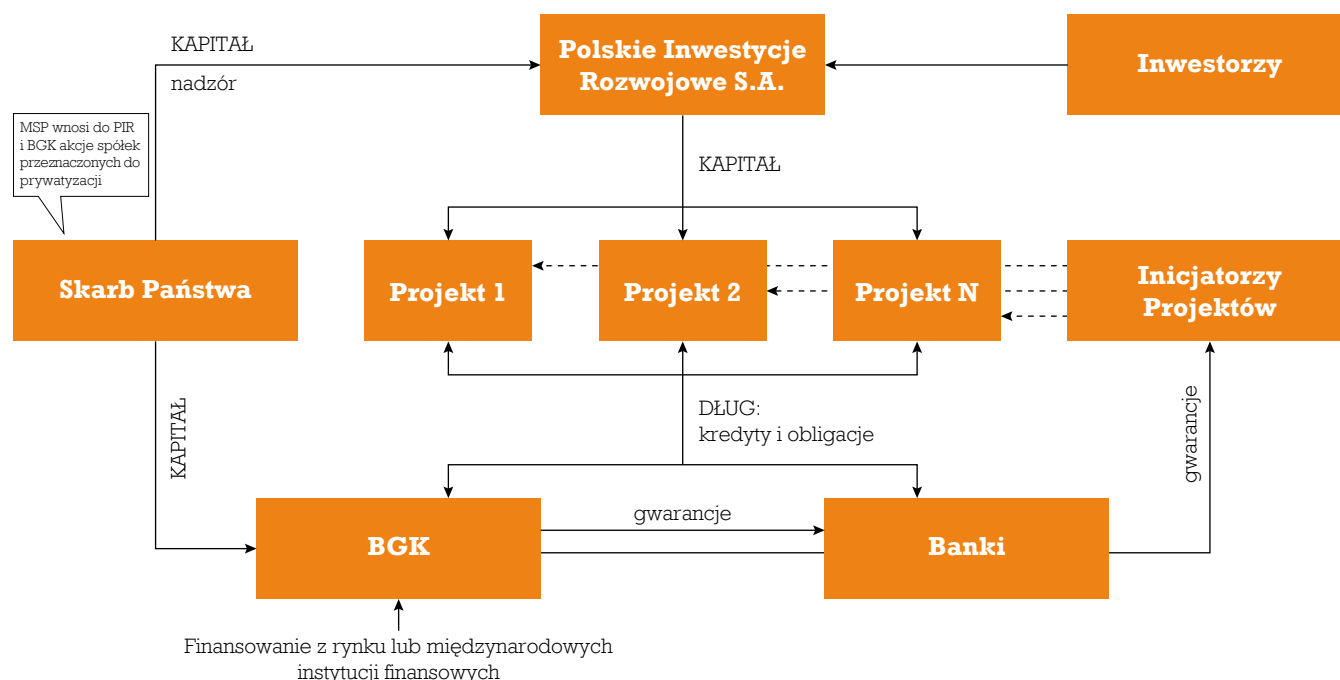
ki komercyjne finansujące długoterminowe projekty inwestycyjne), gwarancji BGK oraz inwestycji kapitałowych PIR.

PIR obejmuje udziały w spółkach celowych specjalnego przeznaczenia (z których każda będzie dedykowana konkretnemu projektowi inwestycyjnemu) wraz z inwestorami strategicznymi (podmioty prywatne, spółki z bezpośrednim lub pośrednim udziałem Skarbu Państwa, instytucje publiczne, samorządy – sponsorzy projektu). Pozwala to na zwiększenie skali możliwego finansowania oraz jest istotnym elementem zarządzania ryzykiem inwestycyjnym.

### Specyfika finansowania inwestycji przez BGK

BGK w ramach działalności własnej dysponuje takimi samymi narzędziami jak banki komercyjne zainteresowane finansowaniem inwestycji infrastrukturalnych. Jednak zadaniem BGK nie jest konkurowanie z bankami komercyjnymi, tylko uzupełnienie ich oferty. Tym, co stanowi o szczególnej pozycji BGK na rynku bankowym, jest możliwość pozyskania przez bank długoterminowego finansowania za cenę nieznacznie wyższą od kosztu finansowania długu publicznego.

## Formuła finansowania inwestycji przez PIR i BGK



Źródło: Bank Gospodarstwa Krajowego

Najprostszym przykładem takiej struktury finansowania jest sytuacja, gdy np. banki komercyjne finansują początkową fazę projektu, a BGK jego dalsze etapy. Wówczas BGK finansuje przedsięwzięcie dłużej niż banki komercyjne. Takie rozwiązanie daje możliwość zróżnicowania struktury ryzyka dla uczestników konsorcjum finansującego projekt. Banki komercyjne ponoszą większe ryzyko związane z okresem budowy. Natomiast BGK bierze na siebie długoterminowe ryzyko związane z projektem. Dzięki takiemu rozwiązaniu każdy z podmiotów może wykorzystać swoje mocne strony.

Takie rozwiązanie pozwala wydłużyć okres spłaty. Jest to szczególnie istotne przy projektach realizowanych w formule partnerstwa publiczno-prywatnego. Dłuższy okres spłaty oznacza, że projekt ma szansę powodzenia przy niższych opłatach w każdym okresie, a partner prywatny, który ma finansowanie o takiej strukturze, może złożyć ofertę bardziej atrakcyjną dla strony publicznej.

Trzeba zauważyć, że przy takiej strukturze finansowania projektu inwestycyjnego BGK najdłużej pozostaje w relacji z inwestorem i w związku z tym naturalna jest dla niego rola lidera konsorcjum.

---



# 6. Zamiast podsumowania czyli dokąd zmierzasz energetyko?

---

Nasz raport powstał w momencie, w którym trwa debata na temat strategicznych kierunków inwestycji w energetyce. Jest to czas, w którym biznes powinien współpracować z rządem, parlamentem i administracją odpowiedzialną za tworzenie regulacji na rzecz stworzenia polityki energetycznej i wspierającego ją stabilnego systemu prawa.

Otwarta pozostaje bowiem kwestia zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państwa i stabilnego funkcjonowania gospodarki w długim okresie. Zaryzykujemy tezę, że elektroenergetyka znajduje się o krok od miejsca,

w którym z punktu widzenia racjonalności ekonomicznej i mając na uwadze niepewność związaną z inwestycjami zasadne będzie realizowanie strategii importu energii elektrycznej.

Zaczęliśmy od tezy, że jesteśmy dziś świadkami cichej energetycznej rewolucji. Na zakończenie pozostaje nam wyrazić nadzieję, że ta rewolucja nie prowadzi do anarchii. Za rok zobaczymy, w jakim miejscu tego dynamicznego procesu się znaleźliśmy.

# Kontakt

Piotr Łuba  
Partner Zarządzający Doradztwem Biznesowym  
Lider Grupy Energetycznej  
PwC  
Tel.: +48 22 523 4662  
e-mail: piotr.luba@pl.pwc.com

Dorota Dębińska-Pokorska  
Wicedyrektor, Doradztwo Biznesowe  
PwC  
Tel.: +48 22 746 7150  
e-mail: dorota.debinska-pokorska@pl.pwc.com

Sebastian Janda  
Wicedyrektor, Doradztwo Biznesowe  
PwC  
Tel.: +48 22 746 7283  
e-mail: sebastian.janda@pl.pwc.com

Michał Gawrysiak  
Menedżer, Doradztwo Biznesowe  
PwC  
Tel.: +48 22 523 4796  
e-mail: michal.gawrysiak@pl.pwc.com

Joanna Erdman  
Wiceprezes Zarządu  
ING Bank Śląski  
Tel.: +48 22 820 4232  
e-mail: joanna.erdman@ingbank.pl

Paweł Serocki  
Dyrektor Departamentu  
Klientów Strategicznych  
ING Bank Śląski  
Tel.: +48 22 820 4514  
e-mail: pawel.serocki@ingbank.pl

Kazimierz Rajczyk  
Dyrektor Zarządzający Sektorem  
ING Bank Śląski  
Tel.: +48 22 820 4229  
e-mail: kazimierz.rajczyk@ingbank.pl

Przemysław Staranowicz  
Dyrektor Zarządzający Sektorem  
ING Bank Śląski  
Tel.: +48 22 820 4295  
e-mail: przemyslaw.staranowicz@ingbank.pl

---

Niniejsza publikacja została przygotowana przez firmy PwC Polska Sp. z o.o. z siedzibą przy al. Armii Ludowej 14 w Warszawie oraz ING Bank Śląski S.A. z siedzibą przy ul. Sokolskiej 34 w Katowicach, utworzony na podstawie rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 11 kwietnia 1988 r. w sprawie utworzenia Banku Śląskiego w Katowicach (Dz.U. z 1998 r. nr 21, poz. 141).

PwC Polska Sp. z o.o. oraz ING Bank Śląski S.A. dołożyły należytej staranności w celu zapewnienia, że zawarte informacje nie były błędne lub nieprawdziwe w dniu ich publikacji, jednak PwC Polska Sp. z o.o. oraz ING Bank Śląski S.A. i ich pracownicy nie ponoszą odpowiedzialności za ich prawdziwość i kompletność, jak również za wszelkie szkody powstałe w wyniku wykorzystania niniejszej publikacji lub zawartych w niej informacji. Niniejsza publikacja została przygotowana wyłącznie w celach informacyjnych i nie stanowi rekomendacji inwestycyjnej ani oferty dotyczącej zakupu bądź sprzedaży jakiegokolwiek instrumentu finansowego w rozumieniu odpowiednich przepisów Kodeksu cywilnego, ustawy z dnia 29 lipca 2005 roku o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych (Dz.U. z 2005 r. nr 184, poz. 1539) lub ustawy z dnia 29 lipca 2005 roku o obrocie instrumentami finansowymi (Dz.U. z 2005 r. nr 183, poz. 1538).

ING Bank Śląski S.A. i PwC Polska Sp. z o.o. w szczególności poprzez informacje zawarte w niniejszej publikacji nie świadczą doradztwa w związku z jakimikolwiek transakcjami zawieranymi przez odbiorcę raportu ani nie udzielają jakichkolwiek porad inwestycyjnych lub rekomendacji co do zawarcia takich transakcji. Odbiorca raportu, zawierając jakąkolwiek transakcję, działa na własny rachunek oraz na własne ryzyko, podejmując niezależne, autonomiczne decyzje dotyczące zawierania transakcji oraz dotyczące tego, czy dana transakcja jest dla odbiorcy raportu odpowiednia lub właściwa, w oparciu o własny osąd lub na podstawie niezależnej profesjonalnej porady.

---



