

Maj 2016

# 7 pokus polskiej energetyki 2016



[www.pwc.pl/trendywenergetyce](http://www.pwc.pl/trendywenergetyce)

# Spis treści

---

<b>Pokusa 1</b> <b>Wycofanie się z rynku energetyki konwencjonalnej</b>	<b>4</b>
<b>Pokusa 2</b> <b>Jednakowe wsparcie dla wszystkich jednostek kogeneracyjnych</b>	<b>8</b>
<b>Pokusa 3</b> <b>Rezygnacja z systemu aukcyjnego dla źródeł odnawialnych</b>	<b>16</b>
<b>Pokusa 4</b> <b>Od dziś staniemy się innowacyjni</b>	<b>22</b>
<b>Pokusa 5</b> <b>Im więcej produktów w ofercie dla klienta, tym lepiej</b>	<b>33</b>
<b>Pokusa 6</b> <b>Musimy być digital</b>	<b>38</b>
<b>Pokusa 7</b> <b>Integrację w ramach grupy mamy już za sobą</b>	<b>45</b>

---

Szanowni Państwo,

Z przyjemnością oddajemy w Państwa ręce raport autorstwa ekspertów Grupy Energetycznej PwC. W tym roku skoncentrowaliśmy się na 7 zagadnieniach – „7 pokusach”, które stanowią wyzwanie nie tylko dla firm energetycznych, ale również dla Państwa – jako kształtującego przyszłe warunki funkcjonowania branży.

Rok 2016 to poszukiwanie równowagi pomiędzy celami inwestorów i celami Państwa w zakresie zapewnienia mocy wytwórczych w długim okresie w Polsce. To dzisiaj trzeba się zmierzyć ze stworzeniem warunków zapewniających rentowność inwestycji w nowe elektrownie. To również czas, kiedy trzeba zdecydować o przyszłości zarówno krajowej kogeneracji, jak i przyszłości źródeł odnawialnych.

W warunkach nasilonej konkurencji oraz wzrostu świadomości klientów, każde przedsiębiorstwo poszukuje dla siebie źródła przewagi konkurencyjnej. Innowacje to z pewnością właściwy kierunek – ale czy każde przedsiębiorstwo ma dzisiaj realne zdolności do absorpcji innowacji? Czy z kolei przewagę konkurencyjną można zbudować oferując klientom tak wiele produktów jak to możliwe? A może to digitalizacja zapewni wygrywanie na rynku w przyszłości?

Poszukiwanie nowych rozwiązań dla zapewnienia przewagi konkurencyjnej to naturalne działanie racjonalnego przedsiębiorcy – pozwala wygrywać w długim okresie. Szybsze efekty generuje natomiast uwolnienie potencjału wewnątrz organizacji – szczególnie tego, który absorbuje korzyści z pełnej integracji operacyjnej.

Zapraszamy do lektury.

**Piotr Łuba**  
Partner Zarządzający  
Działem Doradztwa Biznesowego

**Dorota Dębińska-Pokorska**  
Lider Grupy Energetycznej

# Pokusa 1

## Wycofanie się z rynku energetyki konwencjonalnej

### Czym jest pokusa wycofania się z rynku energetyki konwencjonalnej?

Spadek cen hurtowych energii elektrycznej oraz ograniczenie czasu pracy jednostek wytwórczych znacznie obniżają wyniki finansowe segmentu wytwarzania na polskim rynku. Niektórym jednostkom w systemie coraz trudniej utrzymać rentowność produkcji na poziomie pozwalającym prowadzić działalność w średnim i długim okresie oraz sfinansować nakłady inwestycyjne.

### Skąd bierze się pokusa?

Nierentowne jednostki wytwórcze są dla inwestorów aktywami kwalifikującymi się do dezinvestycji, w sytuacji gdy potencjał restrukturyzacyjny został już wyczerpany. Jeżeli są one konieczne dla zachowania bezpieczeństwa energetycznego, a mechanizmy rynkowe nie pozwalają na utrzymanie rentowności, to przywrócenie równowagi na rynku jest uzależnione od obowiązujących regulacji.

### Czy powinno się jej ulec?

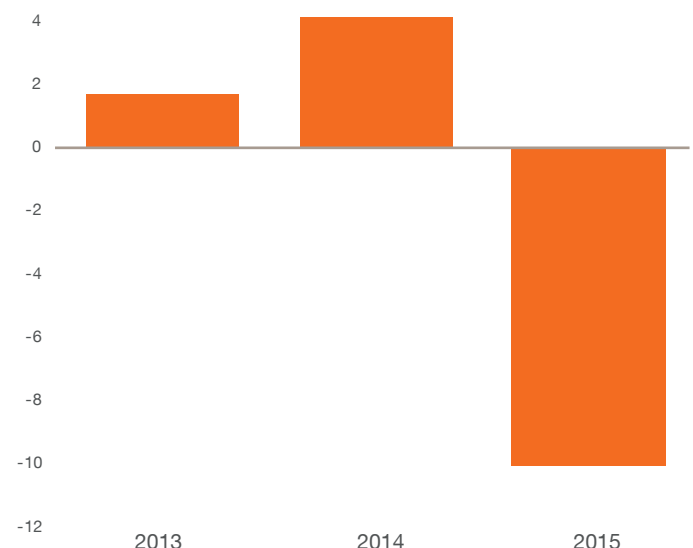
W sytuacji braku równowagi na rynku, to właśnie odpowiednie regulacje są jedynym czynnikiem pozwalającym na oparcie się pokusie wycofania z rynku wytwórczego. Ich odpowiedni kształt, umożliwi utrzymać rentowność aktywów, zapewni bezpieczeństwo energetyczne, wybór optymalnego dla gospodarki miksu energetycznego oraz kosztu funkcjonowania systemu.

### Pokusa silniejsza niż kiedykolwiek

Rentowność polskiego segmentu wytwarzania konwencjonalnego znacznie spadła. Wynika to w głównej mierze z utrzymujących się niskich cen hurtowych energii elektrycznej oraz wzrostu udziału produkcji w źródłach niekonwencjonalnych. Obecny poziom EBIT w sektorze wytwarzania (dla 4 największych grup energetycznych – PGE, Enea, Tauron, Energa), w dużej mierze za sprawą odpisów z tytułu trwałej utraty wartości aktywów, osiągnął poziom poniżej 10 mld PLN.

Na znaczeniu traci wytwarzanie energii elektrycznej z węgla brunatnego. Przykładem są elektrownie Bełchatów i Turów, których odpis z tytułu trwałej utraty aktywów wyniósł około 8,2 mld PLN. Chęć ulegania pokusie wyjścia z tego segmentu dla niektórych graczy na rynku jest zatem wysoka.

### EBIT segmentów wytwarzania 4 największych polskich grup energetycznych [mld PLN]



Źródło: Opracowanie PwC na bazie sprawozdań finansowych spółek



## „Merit order” – czyli podział według, którego funkcjonuje rynek

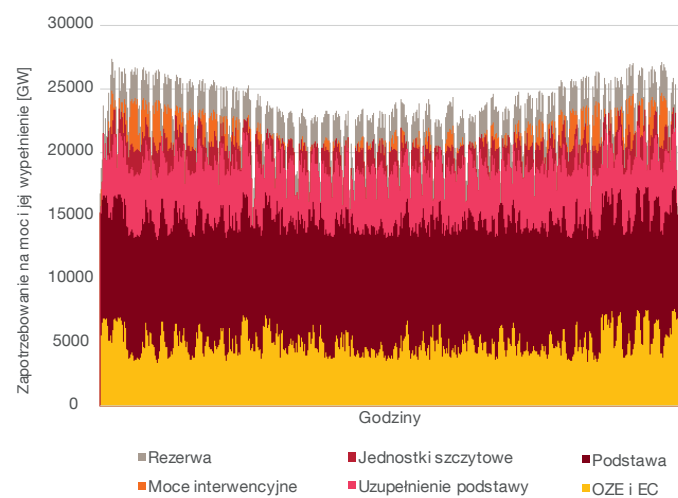
„Merit order” zwany także „stosem”, to sposób rankingu jednostek wytwórczych w zależności od ich kosztu zmiennego. Pozycja jednostki w rankingu zależy od jej kosztów zmiennych, przy czym merit order każdego systemu energetycznego jest zróżnicowany. Jego kształt zależy od poziomu i charakterystyki zapotrzebowania na energię elektryczną, a także ilości i rodzaju jednostek wytwórczych w systemie.

Dopuszczenie danej jednostki do systemu zależy od jej pozycji w stosie i zapotrzebowania. Im wyższe zapotrzebowanie, tym droższa jednostka pojawia się w systemie wyznaczając cenę. W konsekwencji tańsze jednostki nie tylko osiągają wyższą marżę, ale również pracują więcej godzin w ciągu roku. Struktura merit order uzależniona jest od zmian w miksie energetycznym. To z kolei wpływa na poziom cen hurtowych energii elektrycznej a także większą zmienność liczby godzin pracy jednostek konwencjonalnych.

Jednostki działające w szczycie są najbardziej narażone na spadek poziomu rentowności ze względu na ograniczoną liczbę godzin pracy. Jednoczesna konieczność funkcjonowania w systemie w celu bilansowania sieci elektroenergetycznej doprowadza do konfliktu pomiędzy celami biznesowymi inwestorów, zapewnieniem ciągłości pracy sieci przez Operatora Sieci Przesyłowej oraz utrzymaniem racjonalnych kosztów systemu z perspektywy państwa.

W konsekwencji, w systemie energetycznym kluczowe staje się odnalezienie równowagi pomiędzy celami realizowanymi przez państwo, Operatora Sieci Przesyłowej oraz inwestorów. Pogodzenie ich wspólnych interesów często

## Przykładowy podział „stosu” w Krajowej Sieci Elektroenergetycznej w roku 2015



Źródło: Opracowanie PwC na podstawie danych PSE

warunkują odpowiednie regulacje jak na przykład Rynek Mocy bądź Operacyjna Rezerwa Mocy. W przypadku jednostek wytwórczych zastosowanie tych regulacji zależy od typu danej jednostki i jej pozycji w merit order.

Zachowanie równowagi systemu elektroenergetycznego wymaga stabilnego funkcjonowania jednostek wytwórczych, bez których zachowanie bezpieczeństwa funkcjonowania sieci elektroenergetycznej byłoby utrudnione. Dodatkowo każda z powyższych kategorii, wyłączając jednostki spoza merit order, jest niezbędna dla utrzymania bezpieczeństwa energetycznego. Jednak z punktu widzenia inwestora powinny one także generować odpowiednią rentowność.

## Przykładowy podział „merit order” w Krajowej Sieci Elektroenergetycznej w 2015 roku

Kategorie podziału Stosu<sup>1</sup>:

Kategoria	Opis	Szacunkowy czas pracy <sup>2</sup> [godziny]	Pasmo wykorzystania mocy <sup>3</sup> [GW]
1 OZE i EC	elektrociepłownie i jednostki OZE	< 4000	3,4 – 7,7
2 Podstawa	najtańsze jednostki konwencjonalne zapewniające podstawę zapotrzebowania w sieci	8760 - 8000	7,6 – 17,3
3 Uzupelnienie podstawy	jednostki o niskich kosztach zmiennych wypchnięte z „podstawy”	8000 - 4000	17,3 – 22,2
4 Jednostki szczytowe	jednostki realizujące szczytowe zapotrzebowanie, mające trudności z pokryciem kosztów stałych ze względu na ograniczony czas pracy	4000 - 2000	22,2 – 23,7
5 Moce interwencyjne	jednostki praktycznie nie mające możliwości pokrycia kosztów działalności	< 2000	23,7 – 24,9
6 Moce rezerwowe	jednostki konieczne OSP dla utrzymania bezpieczeństwa pracy sieci	< 2000	+ 10% zapotrzebowania KSE
7 Jednostki spoza „merit order”	jednostki nie realizują potrzeb zarówno inwestorów jak i systemowych w związku z tym istnieje konieczność wycofania ich z użytku	-	-

Źródło: Opracowanie PwC na podstawie danych PSE

### Co powoduje spadek wyników finansowych?

Trudności, jakie napotyka sektor wytwarzania są wynikiem toczącej się gry rynkowej w oparciu o merit order. Spadek liczby przepracowanych godzin oraz presja na marżę wynikająca ze spadku hurtowych cen energii elektrycznej prowadzą do sytuacji, w której jednostki szczytowe najsilniej odczuwają spadek ekonomiki.

O ile wahania cen energii elektrycznej rekompensowane są zmianami cen węgla kamiennego, o tyle obniżenie czasu pracy jednostek wytwórczych na rynku nie podlega dodatkowym czynnikom pozwalającym utrzymać marżowość wytwarzania na jednakowym poziomie.

Średni spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej w latach 2013-2015 wyniósł:

- 18% dla jednostek domykających podstawę,
- 13% dla jednostek domykających uzupełnienie podstawy,
- 25% dla jednostek szczytowych (bez uwzględnienia Operacyjnej Rezerwy Mocy).

W ciągu zaledwie dwóch lat jednostki szczytowe lub domykające zapotrzebowanie w systemie zmniejszyły przychody ze sprzedaży na rynek hurtowy na poziomie od 13% do 25%. Prawdopodobieństwo utrzymania tego trendu prowadzi do pogorszenia ich sytuacji rynkowej i skłania do rozważań na temat wycofania się z rynku.

### Przychody jednostek wytwarzania w 2013 i 2015 roku

		2013	2015
Jednostka domykająca podstawę zapotrzebowania	Godziny pracy [h]	8 366	8 000
	Cena [BASE_Y]	197,76	168,60
	Przychód [PLN/MW/rok]	1 654 488	1 348 789
	<b>Zmiana przychodu 2013 vs 2015</b>		<b>-18%</b>
Jednostka domykająca uzupełnienie podstawy zapotrzebowania	Godziny pracy [h]	5 462	5 000
	Cena [BASE_Y]	181,55	171,72
	Przychód [PLN/MW/rok]	991 626	858 600
	<b>Zmiana przychodu 2013 vs 2015</b>		<b>-13%</b>
Jednostka domykająca zapotrzebowanie szczytowe	Godziny pracy [h]	2 557	2 000
	Cena [BASE_Y]	226,75	216,43
	Przychód [PLN/MW/rok]	579 800	432 864
	<b>Zmiana przychodu 2013 vs 2015</b>		<b>-25%</b>

Moce interwencyjne i rezerwowe nie uwzględnione ze względu na charakter wynagrodzenia jednostek oparty o regulacje bądź rynek bilansujący

Źródło: Opracowanie PwC na podstawie danych PSE

1. Możliwy jest podział o większym bądź mniejszym zróżnicowaniu – podstawową wykorzystywaną praktyką rynkową jest podział rynku na 3 kategorie: jednostki z pierwszeństwem dostępu do sieci („must run”), jednostki zapewniające pokrycie bazowego zapotrzebowania („base load”), jednostki pokrywające szczytowe zapotrzebowanie („peak load”) jednakże takiego typu podział nie odzwierciedla zróżnicowania sposobu funkcjonowania jednostek obecnych na rynku  
 2. Nie uwzględnia ograniczeń sieciowych  
 3. Pasmo w jakim działają jednostki zależne jest od pory roku, dziennego zapotrzebowania na moc i szeregu innych czynników

## **Brak regulacji a pokusa zamknięcia jednostek**

Pokusę wycofania jednostek z rynku wytwórczego może nasilić sytuacja, w której dotychczasowe regulacje takie jak Operacyjna Rezerwa Mocy, Zimna Rezerwa lub Rynek Mocy przestaną umożliwiać zwiększanie zachęt dla inwestorów prowadzących działalność wytwórczą na rynku energii konwencjonalnej.

Konieczność utrzymania odpowiedniego bilansu mocy i malejąca rentowność wytwarzania jednostek szczytowych sprawiają, że kluczowym czynnikiem dla utrzymania bezpieczeństwa systemu stały się regulacje.

Stosowanie obecnych rozwiązań, takich jak Operacyjna Rezerwa Mocy pozwala na dodatkową gratyfikację jednostek, które są niezbędne do utrzymania bilansu energetycznego w godzinach szczytowego zapotrzebowania lub sytuacji awaryjnych. To z kolei zmniejsza pokusę dezinvestycji w tego rodzaju aktywa. Obowiązujące regulacje rozwiązują jedynie problem rentowności jednostek pracujących w szczycie, a nie rozwiązują kwestii związanych z odbudową nowych mocy wytwórczych.

Odpowiednie funkcjonowanie rynku wytwarzania jest obecnie wyzwaniem dla większości krajów Unii Europejskiej. Regulatorzy szukając rozwiązań, dążą do uruchomienia rynków mocy. Aktualnie najbardziej zaawansowany poziom wdrożenia tego typu rozwiązań jest w Wielkiej Brytanii, gdzie zakończono już dwie tury aukcji, zabezpieczając dostępność mocy wytwórczych do 2020 roku.

## **W jaki sposób Wielka Brytania odpiera pokusę dezinvestycji?**

Historycznie, rozbudowa mocy wytwórczych na rynku brytyjskim odbywała się przy niewielkiej ingerencji regulacyjnej. Jednakże w obecnej sytuacji rynkowej, w której:

- około 20% jednostek konwencjonalnych będzie zmuszonych do wyłączenia bloków,
- spodziewany jest dalszy wzrost zużycia energii elektrycznej,
- będzie postępować dalsza dekarbonizacja energetyki wprowadzająca do użytku mało elastyczne moce – elektrownie jądrową i energetykę wiatrową,

konieczne jest zapewnienie wystarczającej ilości mocy wytwórczych oraz dostateczny poziom ich elastyczności.

Dotychczas nieregulowany rynek wytwarzania przestał umożliwiać generowanie odpowiedniej rentowności. Według DECC (Departament of Energy and Climate Change) przyczyną takiego stanu rzeczy jest niewystarczający wzrost cen bilansowania systemu, niepozwalający na pokrycie realnych kosztów utrzymania ciągłości funkcjonowania sieci. Dodatkowo, z opinii DECC wynika, że ze względu na obawę przed ogólnym ograniczeniem cen przez regulatora inwestorzy ograniczają oferowane ceny energii w szczytach oraz sytuacjach bliskich deficytowi energii.

Dlatego brytyjski regulator postanowił doprowadzić do stworzenia w kraju rynku dwutowarowego: klasycznego rynku energii elektrycznej oraz rynku mocy sprzedawanej w postaci aukcji z horyzontem do pięciu lat. Skuteczność rozwiązania w postaci rynku mocy wraz z jego kosztami zostanie poddana weryfikacji w ciągu kilku najbliższych lat.

Rynek mocy nie jest jedyną metodą rozwiązującą problemy rynku wytwórczego. Jednak właśnie to rozwiązanie postrzegane jest przez większość krajów europejskich jako sposób pozwalający zachować równowagę pomiędzy interesami inwestorów, a potrzebą bezpieczeństwa energetycznego oraz innymi potrzebami państwa.

## **Odpowiednie regulacje mogą pogodzić cele głównych uczestników rynku**

Rozwiązanie problemu braku bilansu i elastyczności systemu elektroenergetycznego jest zagadnieniem złożonym, musi bowiem zostać zachowana równowaga pomiędzy trzema głównymi celami stojącymi przed elektroenergetyką:

- budowanie rentowności aktywów. Utrzymanie wystarczającego zwrotu z inwestycji i zachowanie rentowności funkcjonowania aktywów,
- utrzymanie bezpieczeństwa energetycznego. Zachowanie wystarczającego bilansu mocy w systemie,
- zachowanie konkurencyjności gospodarki. Wybór miksu energetycznego optymalnego dla gospodarki.

W pewnych sytuacjach to właśnie odpowiednie regulacje są jedynym sposobem pozwalającym na wstrzymanie dezinvestycji i utrzymanie przez inwestorów działalności w rynku wytwórczym bez konieczności wycofania się z niego.

## **Pokusa 2**

# Jednakowe wsparcie dla wszystkich jednostek kogeneracyjnych

### **Czym jest pokusa jednakowego wspierania wszystkich jednostek kogeneracyjnych?**

Pokusa udzielania jednakowego wsparcia wszystkim jednostkom kogeneracyjnym wiąże się z architekturą i beneficjentami przyszłego systemu wsparcia kogeneracji. Dotychczas, w mechanizmie opartym o świadectwa pochodzenia energii elektrycznej (certyfikaty pochodzenia), wsparcie otrzymywały wszystkie jednostki kogeneracyjne. Ten system wsparcia wygasa jednak w 2018 roku i obecnie toczą się prace nad kształtem nowego rozwiązania. Regulator i ustawodawca, mogą skłaniać się do przedłużenia aktualnie obowiązujących regulacji i zachowania zasad wspierania wszystkich źródeł kogeneracyjnych. Takie podejście może mieć jednak negatywny wpływ na koszt działania systemu wsparcia, a co za tym idzie przełożyć się na wzrost cen energii dla odbiorców końcowych.

### **Skąd bierze się pokusa?**

System wsparcia wszystkich jednostek kogeneracyjnych funkcjonuje od kilku lat i stał się „rynkową praktyką”. Stąd, ze strony państwa mogą pojawić się dążenia do utrzymania status quo. Natomiast, dla źródeł wytwórczych, stanowi on stałe, dodatkowe źródło przychodów, które nie wiąże się z dodatkowymi kosztami. Może to mieć jednak negatywny wpływ na koszt działania systemu wsparcia, a co za tym idzie przełożyć się na wzrost cen energii dla odbiorców końcowych.

### **Czy powinno się jej ulec?**

Segment kogeneracji wymaga wsparcia ze strony państwa. Kogeneracja wpływa bowiem na poprawę efektywności energetycznej i przyczynia się do redukcji emisji CO<sub>2</sub> do atmosfery. Wsparcie nie powinno jednak obejmować wszystkich źródeł kogeneracyjnych. Docelowa architektura systemu powinna pozwalać na różnicowanie jego poziomu nie tylko z perspektywy paliwa, ale także charakteru źródła, jego wieku, czy poczynionych inwestycji. Pozwoli to na racjonalne zarządzanie kosztami mechanizmu wsparcia i kierowanie pomocy do tych jednostek, które rzeczywiście jej potrzebują.



## Jak dotychczas wyglądał system wsparcia?

Przystąpienie Polski do Unii Europejskiej miało duży wpływ na rozwój systemu wsparcia dla systemów kogeneracyjnych. Pierwszy taki mechanizm został uruchomiony 1 lipca 2007 roku. Podstawą jego funkcjonowania były certyfikaty pochodzenia. Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej wskazywały kierunki oraz przykładowe środki, jakie mogły być wykorzystane przez państwa członkowskie na potrzeby wsparcia segmentu kogeneracji. W świetle tych regulacji Polska zdecydowała się na implementację systemu certyfikatowego. Było to spowodowane doświadczeniami naszego kraju wynikającymi z uruchomienia w latach 2004-2005 zblizonego w konstrukcji mechanizmu wsparcia OZE. Model funkcjonowania tego systemu bazował na dwóch podstawowych założeniach:

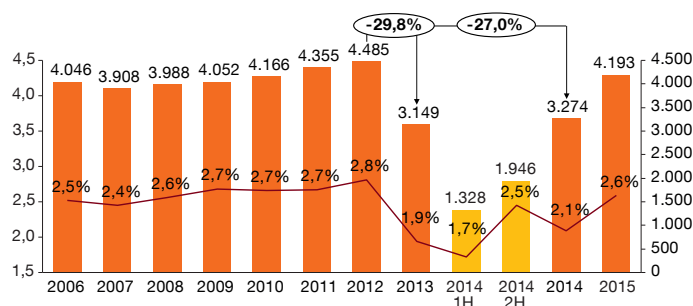
- jednostkom spełniającym kryterium produkcji energii w wysokosprawnej kogeneracji przyznawane były certyfikaty pochodzenia,
- sprzedający energię elektryczną do odbiorców końcowych zobowiązani zostali do umorzenia odpowiedniego wolumenu certyfikatów kogeneracyjnych lub, w przypadku niewywiązania się z obowiązku umorzenia, uiszczenia opłaty zastępczej.

Poziom wsparcia uzależniony został również od mocy źródła i rodzaju wykorzystywanego paliwa:

- żółte certyfikaty przeznaczone były dla wytwórców produkujących energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji w instalacjach opalanych paliwami gazowymi (niezależnie od mocy zainstalowanej) lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW,
- fioletowe certyfikaty, wprowadzone nowelą przepisów z 2010 roku, przysługiwały jednostkom pracującym w wysokosprawnej kogeneracji, wykorzystującym w produkcji energii elektrycznej i ciepła metan pozyskiwany w procesie odmetanowania kopalń oraz wykorzystującym gaz uzyskany z przetwarzania biomasy (tak zwany biogaz),
- czerwone certyfikaty przyznawane były jednostkom wytwórczym o mocy źródła powyżej 1 MW, opalanych paliwami innymi niż paliwa gazowe, metan z kopalń lub biogaz z biomasy.

Pod koniec 2012 roku system czerwonych i żółtych certyfikatów wygasł. W konsekwencji, przez następne półtora roku, kogeneracja oparta o gaz ziemny i węgiel nie była wspierana w żaden sposób. Spowodowało to istotne ograniczenie produkcji energii elektrycznej w źródłach kogeneracyjnych opalanych gazem ziemnym.

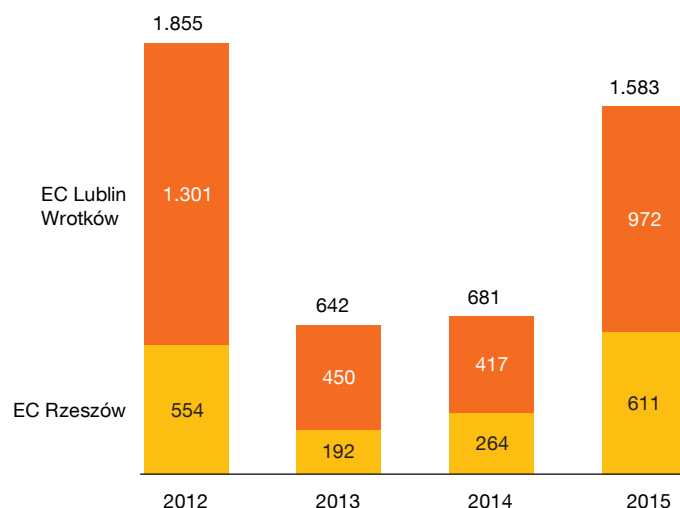
## Produkcja energii elektrycznej w źródłach gazowych i udział w całkowitej produkcji energii w Polsce (GWh)



Źródło: Opracowanie PwC na podstawie danych PSE

Różnice w wolumenach produkcji można zauważyć również na poziomie poszczególnych zakładów produkcyjnych. Przykładowo, źródła wytwórcze opalane gazem ziemnym, których właścicielem jest PGE, zmniejszyły produkcję o ponad połowę.

## Produkcja energii elektrycznej w EC gazowych grupy PGE (GWh)



Źródło: Opracowanie PwC na podstawie danych PSE

Od połowy 2014 roku przywrócony został system świadectw pochodzenia dla kogeneracji gazowej i węglowej, wprowadzone zostały jednak pewne korekty. Zmianie uległy wysokości opłat zastępczych, w praktyce determinujące poziom cen certyfikatów pochodzenia. Dodatkowo, doświadczenia poprzedniego mechanizmu wsparcia, w szczególności w zakresie bankowania i nadpodaży świadectw pochodzenia, spowodowały zmiany w regułach umarzania certyfikatów. Wprowadzono zasadę, zgodnie z którą na potrzeby wykonania obowiązku za dany rok umorzyć można jedynie świadectwa wydane dla energii wytworzonej w tym samym roku. Przywrócenie systemu wsparcia spowodowało wznowienie produkcji ciepła w źródłach gazowych, w skali zbliżonej do roku 2012.

Obecnie działający system wsparcia będzie funkcjonować do końca 2018 roku. Jednak już teraz trwają prace nad nowym mechanizmem i jego architekturą. Budując nowe rozwiązania regulacyjne, warto wziąć pod uwagę następujące kwestie:

- w jakim celu wprowadzany jest system wsparcia i jakie mają być efekty jego wdrożenia?
- kto i w jakim zakresie powinien być beneficjentem takiego systemu?

### **Czy system wsparcia rzeczywiście jest potrzebny?**

Polityka Unii Europejskiej wspiera rozwój kogeneracji. Zachęty legislacyjne dla źródeł kogeneracyjnych zostały ustanowione po raz pierwszy w 2004 roku w ramach Dyrektywy Kogeneracyjnej<sup>4</sup>, mającej na celu poprawę bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię elektryczną i wzrost efektywności energetycznej. Dyrektywa wprowadzała ustandaryzowaną metodologię obliczania parametrów wysokosprawnej kogeneracji (co najmniej 10% oszczędności energii pierwotnej), która mogła być obiektem wsparcia państw członkowskich.

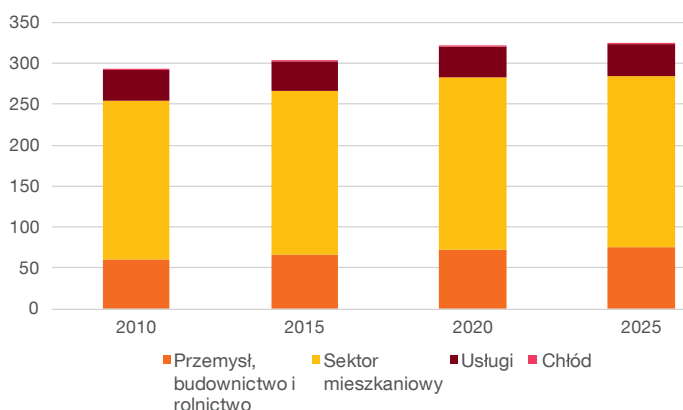
W ramach Polityki Klimatyczno - Energetycznej UE do roku 2030 wsparcie kogeneracji stało się elementem szerszego kontekstu poprawy efektywności energetycznej wymienionego w dyrektywie EED<sup>5</sup>, która zastąpiła obowiązującą wcześniej Dyrektywę Kogeneracyjną.

Rozwój kogeneracji wpisuje się w Politykę Klimatyczno – Energetyczną UE w dwóch podstawowych aspektach:

- efektywnościowym, związanym z redukcją zapotrzebowania na energię pierwotną, ponieważ systemy kogeneracyjne wytwarzając równocześnie energię ciepłą i elektryczną charakteryzują się wyższą sprawnością niż porównywalne instalacje rozdzielone,
- emisyjnym, tj. redukcji emisji gazów cieplarnianych, ponieważ systemy kogeneracyjne produkując energię elektryczną i ciepło w skojarzeniu emitują mniej zanieczyszczeń, niż porównywalne instalacje rozdzielone.

Zgodnie z postanowieniami EED Polska zobowiązana została do przygotowania analizy potencjału rozwoju kogeneracji. Badanie takie przygotowało i przedstawiło Ministerstwo Energii w dokumencie pt. „Kompleksowa ocena potencjału zastosowania wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych w Polsce”. Wyniki wskazują na znaczący potencjał rozwoju kogeneracji w naszym kraju. Zgodnie z przygotowaną prognozą wzrostu, zapotrzebowanie na energię ciepłą i chłód sięgnie w 2025 roku 324 TWh w porównaniu do 304 TWh zużytych w roku 2015. Najszybszy wzrost konsumpcji energii cieplnej spodziewany jest w sektorze przemysłowym, budownictwa i rolnictwa (blisko 15% skumulowanego wzrostu). Przewidywany jest także istotny wzrost zużycia chłodu (blisko 300%), lecz w dalszym ciągu skala jego wykorzystania będzie niewielka (0,2% zużycia energii cieplnej i chłodu).

### **Prognozowana konsumpcja ciepła i chłodu w Polsce (TWh)**

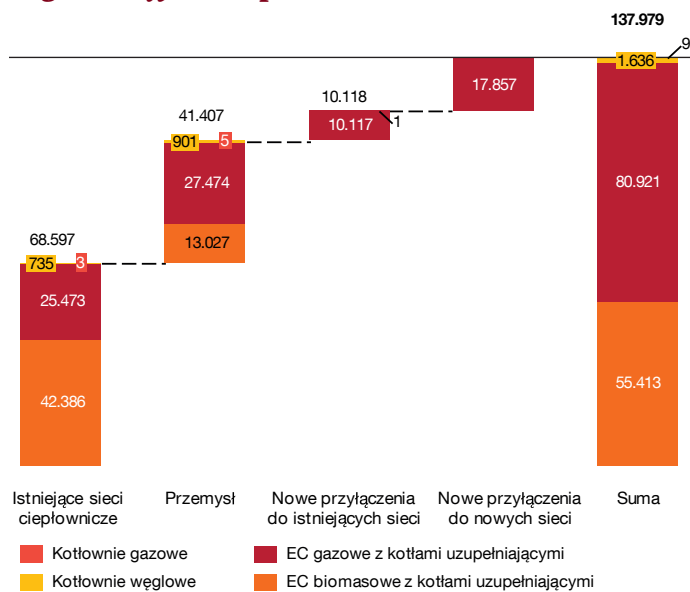


Źródło: Opracowanie PwC na podstawie danych Ministerstwa Energii

4. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2004/8/WE z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniająca dyrektywę 92/42/EWG  
5. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE (EED)

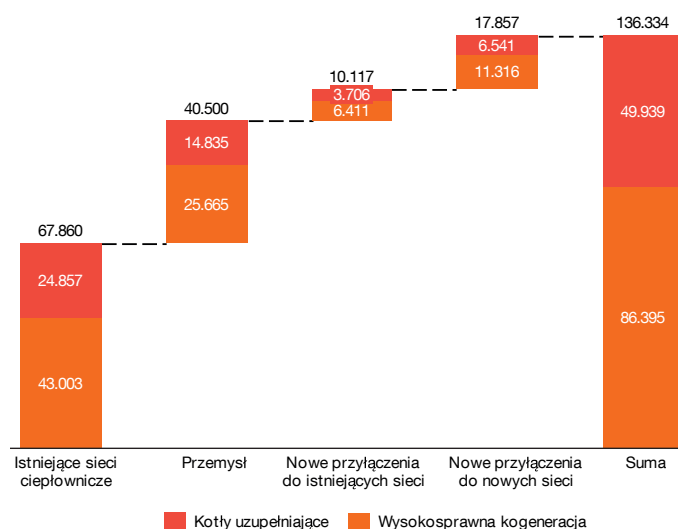
W swojej analizie Ministerstwo Energii oszacowało również potencjał społeczno-ekonomiczny rozwoju kogeneracji. Zgodnie z przyjętym „scenariuszem średnim” (zakładana stopa dyskontowa na poziomie 5%, średni koszt kapitału oraz średnie ceny paliw), w 2025 roku poziom mocy zainstalowanej w źródłach kogeneracyjnych mógłby sięgnąć 11.000 MW, co stanowi wzrost o 75% w stosunku do aktualnej sytuacji (6,1 GW mocy zainstalowanej w roku 2015). Jednocześnie w przeprowadzonej analizie zakładana jest pełna konwersja istniejących źródeł węglowych na źródła gazowe i biomasowe.

### Potencjał produkcji energii cieplnej przez źródła kogeneracyjne i ciepłownie (GWh)



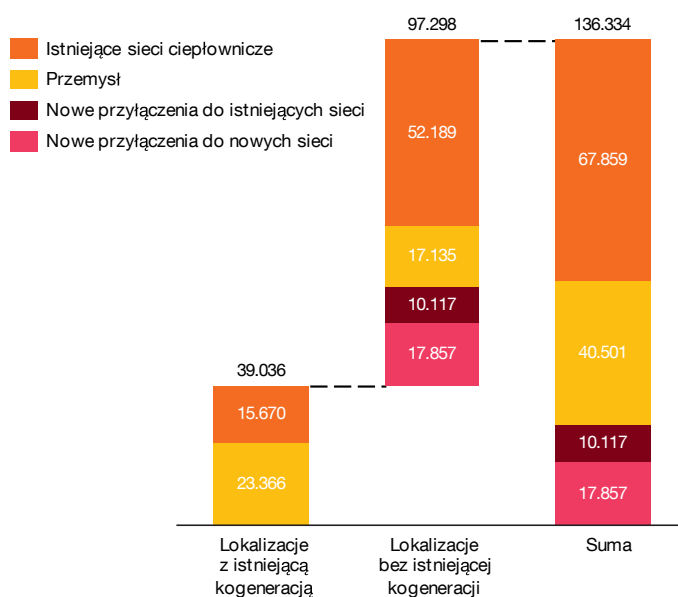
Źródło: Opracowanie PwC na podstawie danych Ministerstwa Energii

### Potencjał produkcji energii cieplnej przez źródła kogeneracyjne (podział na pracę skojarzoną i pracę kotłów uzupełniających) (GWh)



Źródło: Opracowanie PwC na podstawie danych Ministerstwa Energii

### Potencjał produkcji energii cieplnej przez źródła kogeneracyjne (z uwagi na lokalizację i odbiorców) (GWh)

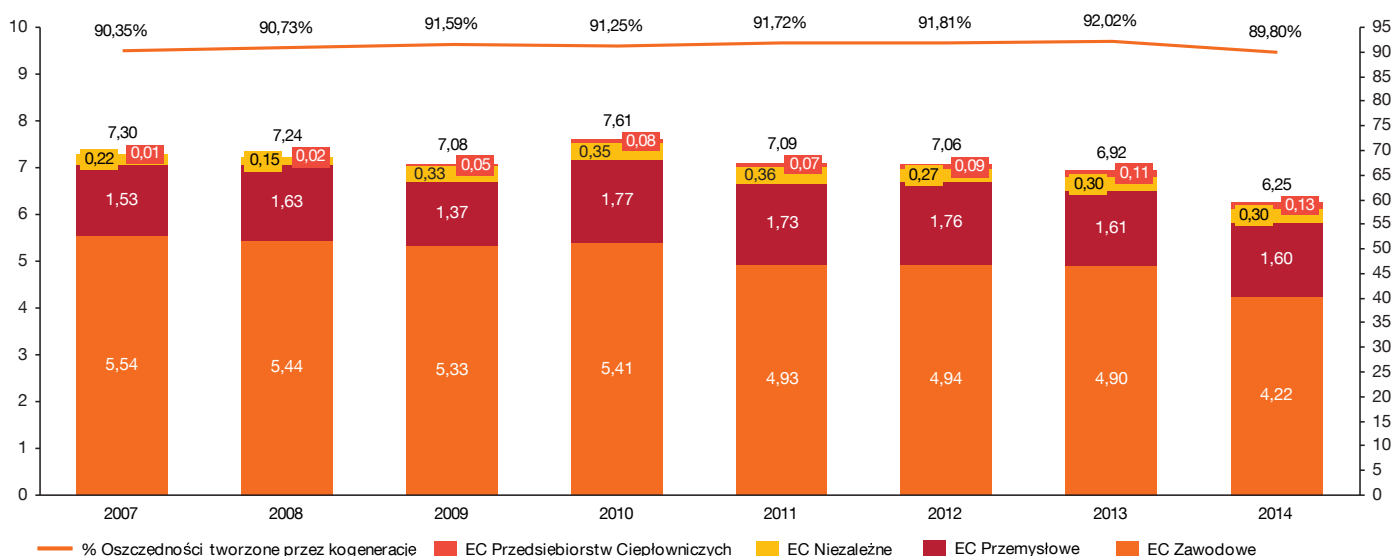


Źródło: Opracowanie PwC na podstawie danych Ministerstwa Energii

W ramach przeprowadzonej analizy potencjału kogeneracji oszacowano również dotychczasowe oszczędności energii pierwotnej oraz unikniętą emisję CO<sub>2</sub>, osiągnięte dzięki funkcjonowaniu źródeł produkujących energię ciepłą

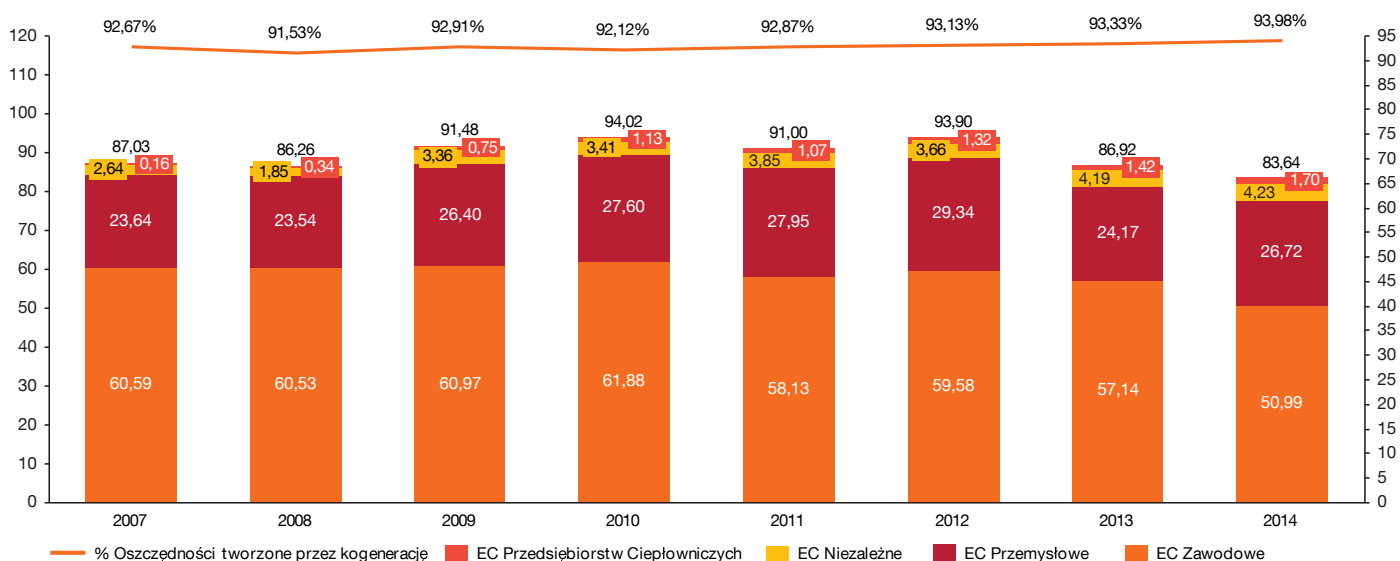
i elektryczną w skojarzeniu. Zgodnie z tymi oszacowaniami w latach 2007-2014 oszczędności energii pierwotnej sięgnęły 714 PJ, natomiast uniknięta emisja CO<sub>2</sub> sięgnęła 56,5 mln ton.

### Szacowane oszczędności energii pierwotnej w segmencie kogeneracji (PJ)



Źródło: Opracowanie PwC na podstawie danych Ministerstwa Energii

### Szacowany poziom unikniętej emisji (w mln ton) przez segment kogeneracji



Źródło: Opracowanie PwC na podstawie danych Ministerstwa Energii

W konsekwencji, biorąc pod uwagę potencjał rozwoju produkcji ciepła, w tym w produkcji w skojarzeniu, a także dotychczasowe korzyści związane z oszczędnością energii pierwotnej i emisji CO<sub>2</sub> rozwój kogeneracji może być narzędziem pozwalającym Polsce na spełnienie celów emisyjnych nakładanych przez politykę energetyczno-klimatyczną UE oraz poprawę efektywności energetycznej. Z perspektywy Polski zasadne jest zatem wspieranie rozwoju tego sektora.

### **Jakie są potrzeby wsparcia kogeneracji z perspektywy przedsiębiorstw?**

Budowa nowego źródła lub głęboka modernizacja, konwersja istniejących elektrociepłowni wymagają istotnych nakładów kapitałowych. W konsekwencji, właściciele podejmując decyzję inwestycyjną o budowie nowej jednostki muszą uwzględnić spodziewane nakłady inwestycyjne (w kosztach amortyzacji) oraz zdolność funkcjonującej elektrociepłowni do spłaty kosztów finansowych ewentualnego długu. Zatem bez pokrycia kosztów inwestycji lub modernizacji rozwój sektora elektrociepłowni może być bardzo trudny. Tym samym wyzwaniem, któremu sprościć musi system wsparcia są zachęty inwestycyjne. Takie zadanie może być wykonane poprzez różnicowanie poziomu wsparcia w zależności od poziomu poniesionych nakładów inwestycyjnych.

Elementem, który warunkuje funkcjonowanie elektrociepłowni jest możliwość pokrycia wszystkich kosztów (stałych i zmiennych) oraz kosztów związanych z finansowaniem. Co do zasady praktyka rynkowa wskazuje, że koszty stałe (poza amortyzacją) są wyższe w jednostkach istniejących niż nowo włączonych do eksploatacji elektrociepłowniach. Źródłem tych różnic są nie tylko rozwiązania technologiczne, ale także poziom optymalizacji funkcjonowania i przeprowadzone procesy restrukturyzacyjne. Jeżeli system wsparcia miałby obejmować również potrzeby związane z koniecznością finansowania kosztów stałych, jego architektura powinna motywować do realizacji procesów restrukturyzacyjnych i ograniczania kosztów stałych funkcjonowania źródeł wytwórczych.

Szczególnej uwagi mogą wymagać elektrociepłownie komunalne, szczególnie te przechodzące istotną modernizację lub przebudowę. Wynika to z odmiennego poziomu rentowności elektrociepłowni przemysłowych i komunalnych spowodowanej różnicą liczby godzin pracy i wielkości poboru ciepła średnio w skali roku. Poniżej przedstawiono porównanie całkowitego kosztu produkcji energii elektrycznej (LCOE Leveraged Cost of Electricity) oraz cen ciepła dla referencyjnych źródeł przemysłowych i komunalnych. Na potrzeby przeprowadzonej analizy przyjęto następujące założenia:

- godzinowy reżim pracy – 4000h z pełnym obciążeniem (Full Load Hours) dla elektrociepłowni komunalnej i 8000h pracy z pełnym obciążeniem dla elektrociepłowni przemysłowej,
- całkowity koszt wytworzenia ciepła ustalany w oparciu o współczynnik „heat rate” pokrywany jest przez przychody z tytułu sprzedaży ciepła oraz
- konfiguracja techniczna źródeł zgodna jest z poniższą tabelą:

	EC Komunalna	EC przemysłowa
Moc elektryczna zainstalowana (MWe)	100	400
Moc termiczna zainstalowana (MWt)	75	300

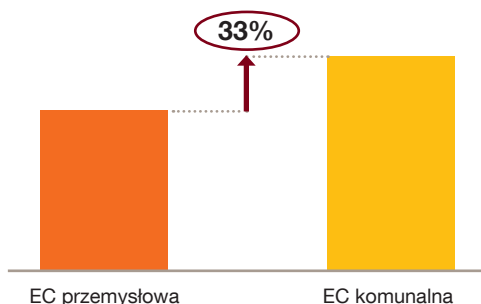
Źródło: Opracowanie PwC



## LCOE źródeł gazowych

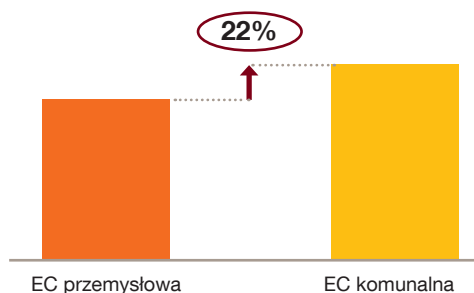
Dodatkowo, przeprowadzona analiza wskazuje również na istotną różnicę w całkowitym koszcie produkcji energii cieplnej, który może mieć przełożenie na poziom taryf elektrociepłowni komunalnej i przemysłowej.

### Porównanie LCOE w jednostce przemysłowej i komunalnej (PLN/MWh)



Źródło: Opracowanie PwC

### Porównanie całkowitego kosztu wytworzenia ciepła w jednostce przemysłowej i komunalnej (PLN/GJ)



Źródło: Opracowanie PwC

Biorąc powyższe pod uwagę, aby zapewnić ekonomiczną zasadność budowy / konwersji i funkcjonowania nowej jednostki wytwórczej, elektrociepłownia komunalna wymaga istotnie wyższego wsparcia niż elektrociepłownie przemysłowe. Stąd z perspektywy źródeł komunalnych, system wsparcia jest szczególnie istotny.

## Czy rolą systemu wsparcia jest jedynie zapewnienie rentowności funkcjonowania elektrociepłowni?

System wsparcia może być postrzegany jako narzędzie kształtowania docelowego modelu rynku energii elektrycznej. W zależności od priorytetów może, lecz nie musi być kierowany w takim samym zakresie do wszystkich jednostek kogeneracyjnych.

**Cel 1:** Rozwój miksu paliwowego zgodnie z polityką energetyczną kraju. System wsparcia może motywować przedsiębiorstwa energetyczne z jednej strony do zwiększenia zaangażowania w segment elektrociepłowni (poprzez ogólny poziom wsparcia dla kogeneracji), jak również do wyboru konkretnych technologii produkcji energii elektrycznej dla nowych i modernizowanych instalacji. W takiej sytuacji istotne jest odpowiednie zróżnicowanie poziomu wsparcia w zależności od technologii, którą wybierze przedsiębiorstwo energetyczne (wielkości źródła, paliwa, etc.).

**Cel 2:** Intensyfikacja inwestycji. System wsparcia może stanowić źródło zachęt inwestycyjnych dla przedsiębiorstw energetycznych i sprzyjać modernizacji sektora. W takiej sytuacji mechanizm wsparcia powinien być uzależniony od poziomu nakładów inwestycyjnych poniesionych przez przedsiębiorstwo energetyczne w związku z budową lub modernizacją źródła. Cel ten nie może być jednak oderwany od kolejnego.

**Cel 3:** Ochrona środowiska. Aspekt szczególnie istotny z perspektywy kraju, ponieważ segment kogeneracji charakteryzuje się dużym potencjałem oszczędności energii

pierwotnej oraz ograniczenia jednostkowych emisji. Tym samym system wsparcia może być narzędziem, które umożliwi przekierowanie inwestycji przedsiębiorstw energetycznych w efektywne i niskoemisyjne źródła energii elektrycznej i cieplnej. Zasadne zatem wydaje się, aby promował on rozwiązania o możliwie ograniczonym wpływie na środowisko i wspierał konwersję starych mniej efektywnych jednostek na nowe.

**Cel 4:** System wsparcia może być narzędziem zabezpieczającym dostawę energii elektrycznej i cieplnej, szczególnie dla potrzeb komunalnych. Może się bowiem okazać, że z perspektywy społecznej, nawet mniej efektywne rozwiązania kogeneracyjne będą lepszą alternatywą niż indywidualne źródła ciepła. Z tego powodu system wsparcia może być również kierowany do istniejących źródeł wytwórczych, zapewniając im ekonomiczny sens funkcjonowania. Należy jednak podkreślić, że konstrukcja systemu wsparcia w tym obszarze musi jednocześnie zachęcać do restrukturyzacji i modernizacji.

Kluczowe znaczenie ma jednak to, że segment kogeneracji powinien być wspierany długoterminowo. Obecny mechanizm wsparcia przestanie funkcjonować w roku 2018. Zostało więc niewiele czasu na wypracowanie nowych, spójnych rozwiązań, które pozwolą Polsce na uwolnienie całego potencjału drzemiącego w tym segmencie.

## Jak działa system wsparcia kogeneracji w Niemczech?

Zmodyfikowany w styczniu 2016 roku system wsparcia w Niemczech zakłada, że będzie ono udzielane nowym jednostkom, działającym wyłącznie w oparciu o paliwa gazowe. Źródła węglowe są wyłączone z systemu wsparcia. Mechanizm funkcjonujący w Niemczech jest zróżnicowany ze względu na kilka czynników:

- z uwagi na wielkość instalacji,
- z uwagi na to, czy instalacja dostarcza energię do sieci/ odbiorców końcowych, czy jest ona wytwarzana na potrzeby własne (np. w EC przemysłowych), ze szczególnym uwzględnieniem przemysłu energochłonnego,

- z uwagi na fakt uczestniczenia przez elektrociepłownię w systemie ETS,
- z uwagi na przeprowadzone modernizacje i remonty, konwersję z paliwa węglowego na gazowe.

Ostateczny poziom wsparcia dla danej instalacji jest pochodną wszystkich powyższych czynników.

## Wsparcie dla nowych jednostek kogeneracji

Czynnik	Poziom dopłat (ct/kWh)				
	<50	51-100	101-250	251-2000	>2000
Moc zainstalowana (kWe)	<50	51-100	101-250	251-2000	>2000
Okres wsparcia	60.000 h	30.000 h	30.000 h	30.000 h	30.000 h
Źródło dostarczające energię do sieci	8	6	5	4,4	3,1
Źródło pracujące na potrzeby własne (poza przemysłem intensywnym energetycznie)	4	3	-	-	-
Źródła pracujące wyłącznie na potrzeby zakładów energochłonnych	5,41	4	4	2,4	1,8
Źródło uczestniczące w ETS	Dodatkowe wsparcie na poziomie 0,3 ct/kWh w całym okresie				

Źródło: Opracowanie PwC na podstawie danych ASUE

## Wsparcie dla przebudowywanych i modernizowanych jednostek kogeneracji

	Warunek	Okres wsparcia
Przebudowa (np. z ciepłowni na CHP)	Po pięciu latach od uruchomienia	15.000 h pełnego obciążenia
	Po 10 latach od uruchomienia i kosztach przebudowy na poziomie co najmniej 50% nowego zakładu	30.000 h pełnego obciążenia
Remonty/modernizacje	Koszty modernizacji na poziomie 10-25% kosztów nowego zakładu	10.000 h pełnego obciążenia
	Koszty modernizacji na poziomie 25-50% kosztów nowego zakładu	15.000 h pełnego obciążenia
	Koszty modernizacji na poziomie pow. 50% kosztów nowego zakładu	30.000 h pełnego obciążenia

Źródło: Opracowanie PwC

Dodatkowo, w przypadku źródeł o mocy poniżej 2 kWe możliwe jest skorzystanie z uproszczonego systemu oparte o zryczałtowaną jednorazową dopłatę kalkulowaną w oparciu o stawkę 4 ct/kWh i 60.000 h godzin pracy z pełnym obciążeniem (2.4000 EUR/kW). Obecny system wsparcia funkcjonować będzie do 2022 roku.

Z uwagi na niskie ceny energii elektrycznej, funkcjonowanie istniejących elektrociepłowni dostarczających ciepło do sieci miejskich może nie być uzasadnione ekonomicznie. Z tego powodu wprowadzono dodatkowy element systemu wsparcia skierowany do istniejących elektrociepłowni (o mocy zainstalowanej pow. 2 MWe). Mogą one otrzymać wsparcie na poziomie 1,5 ct/kWh, przez 16.000 godzin pracy z pełnym obciążeniem, nie więcej jednak niż 4000 godzin rocznie i nie dłużej niż przez cztery lata.

## Pokusa 3

# Rezygnacja z systemu aukcyjnego dla źródeł odnawialnych

### Czym jest pokusa rezygnacji z systemu aukcyjnego dla źródeł odnawialnych?

Pokusa dotyczy możliwej rezygnacji z systemu aukcyjnego wsparcia dla OZE oraz pozostanie przy mechanizmie opartym na zielonych certyfikatach.

### Skąd bierze się pokusa?

Pokusa wynika z dotychczasowego dynamicznego rozwoju mocy zainstalowanej w OZE, a także szacowanego przekroczenia udziału zużycia finalnego energii elektrycznej w OZE w 2015 roku w porównaniu do planów zawartych w Krajowym Planie Działania w zakresie Energii ze Źródeł Odnawialnych.

### Czy powinno się jej ulec?

System wsparcia OZE oparty na aukcjach ma szereg przewag nad mechanizmem opartym o zielone certyfikaty. Jedną z głównych jest pełna kontrola państwa nad rozwojem mocy zainstalowanej w OZE a także nadzór nad preferowaną technologią i kierunkiem mocy instalacji w kraju.

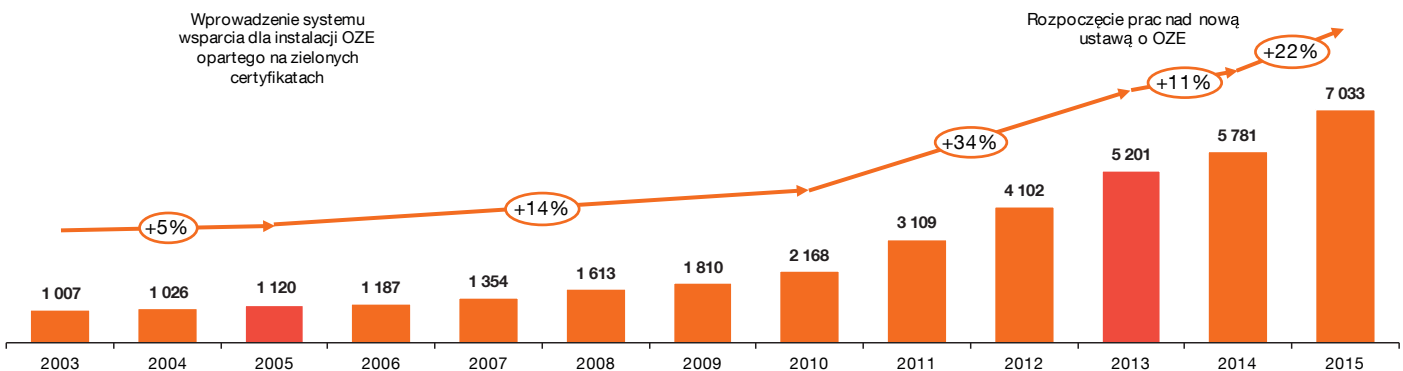
### OZE w Polsce rozwija się szybciej niż oczekiwano

Nowelizacje Ustawy Prawo Energetyczne uchwalone w 2004 i 2005 roku miały na celu między innymi dostosowanie krajowych regulacji dotyczących OZE do zasad obowiązujących w UE. W konsekwencji wprowadzono system wsparcia dla instalacji OZE oparty o zielone certyfikaty, co przelożyło się na dynamiczny rozwój mocy zainstalowanych OZE w Polsce.

Analizując dane na temat rozwoju mocy zainstalowanych OZE w Polsce widać, że największy jej przyrost przypadł na lata 2010 – 2013. Było to spowodowane przede wszystkim wprowadzeniem systemu wsparcia dla nowych instalacji OZE, a także napływem zagranicznych inwestorów oraz nabywaniem kompetencji i doświadczenia przez deweloperów OZE działających w Polsce.

W 2014 roku nastąpił jednak relatywny spadek tempa przyrostu mocy OZE w kraju, co było efektem rozpoczęcia prac nad nową Ustawą o OZE rok wcześniej. Niepewność legislacyjna sprawiła, że wielu deweloperów wstrzymało realizację swoich projektów czekając na zakończenie prac nad ustawą. Po jej uchwaleniu, wraz z przepisami dotyczącymi okresu przejściowego pomiędzy systemem wsparcia opartym o zielone certyfikaty a nowym mechanizmem bazującym na aukcjach zielonej energii, nastąpił ponowny wzrost przyłączania nowych mocy OZE. To z kolei doprowadziło do pojawienia się ryzyka nie otrzymania wsparcia przez wiele przygotowywanych projektów. Chcąc uniknąć takiego scenariusza wielu deweloperów przyspieszyło plany budowy mocy OZE (głównie projektów wiatrowych) w celu wprowadzenia ich do systemu opartego o zielone certyfikaty, gdzie wsparcie było zagwarantowane dla każdej nowo przyłączonej instalacji.

### Moc zainstalowana



Źródło: Opracowanie PwC na podstawie danych ARE

W efekcie, według szacunków, Polsce uda się nawet wyprzedzić zakładany udział energii elektrycznej z OZE w finalnym zużyciu brutto zakładanym w Krajowym Planie Działania w zakresie Energii ze Źródeł Odnawialnych w 2015 r. Fakt ten rodzi pokusę nie wdrażania nowego aukcyjnego systemu wsparcia dla instalacji OZE w związku z dynamicznym rozwojem mocy zainstalowanych w systemie zielonych certyfikatów. Nie mniej jednak według naszych szacunków tempo przyrostu mocy zainstalowanych OZE w Polsce w ostatnich latach było zdarzeniem trudnym do powtórzenia i wynikało wyłączenie z nadchodzącej zmiany systemu na aukcyjny i chęci pozostania części inwestorów w systemie zielonych certyfikatów, dlatego że gwarantuje on wsparcie dla wszystkich instalacji. Jednak to system wsparcia oparty o aukcje zielonej energii wydaje się być korzystniejszy z perspektywy państwa. Będzie on pomagał optymalizować wysokość wsparcia dla instalacji OZE, wspierać tylko najbardziej efektywne projekty, a także umożliwi pełną kontrolę nad rozwojem mocy przyłączonych do sieci.

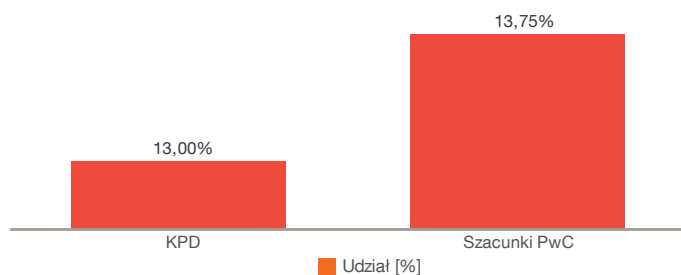
### **Konkurencja w systemie aukcyjnym wymusi maksymalną optymalizację projektów OZE**

Zgodnie z aktualnymi przepisami, wsparcie w systemie zielonych certyfikatów jest przyznawane wszystkim instalacjom przyłączonym do sieci przed 1 lipca 2016 roku. Inaczej jest w przypadku systemu aukcyjnego, gdzie nowe projekty będą zmuszone konkurować o wsparcie, deklarując jak najniższą kwotę dofinansowania. Kwestia ta jest istotną wadą modelu aukcyjnego z perspektywy inwestorów, a zarazem dużą zaletą z perspektywy państwa oraz użytkownika końcowego energii elektrycznej. Konieczność konkurowania na aukcjach o dofinansowanie wymusi na inwestorach OZE maksymalną optymalizację ich projektów przystępujących do aukcji.

W maju 2015 roku PwC wraz z Polskim Stowarzyszeniem Energetyki Wiatrowej oraz kancelarią prawną Domański Zakrzewski Palinka przeprowadziło pierwszą w Polsce symulację aukcji OZE - ZieloneAukcje.pl. Aukcja została przeprowadzona w oparciu o wolumeny i budżety przeznaczone na aukcje w 2016 roku i przyciągnęła około 4 GW projektów.

Na podstawie wyników symulacji widać, że konkurencja wśród dużych projektów wiatrowych będzie największa. Patrząc jednak na aktualne zasady przyznawania wolumenów dla tej technologii duża ich część nie będzie w stanie wygrać na aukcjach. Sytuacja ta wymusi maksymalną optymalizację kosztową nowych projektów OZE zgłaszanych

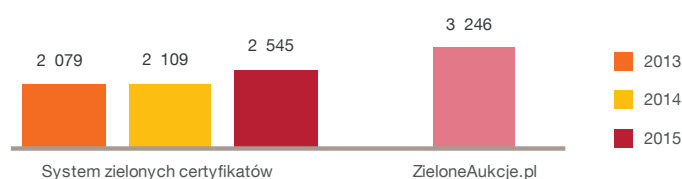
### **Udział energii elektrycznej z OZE w zużyciu finalnym brutto energii elektrycznej w 2015 roku**



Źródło: Opracowanie PwC na podstawie danych ARE i KPD

do aukcji oraz spowoduje obniżenie wsparcia dla nowych instalacji w porównaniu do obecnego systemu. Jednym z elementów potwierdzających tezę, że projekty wiatrowe przygotowywane do systemu aukcyjnego będą wymagały mniejszego wsparcia, jest produktywność tych projektów. Inwestycje wiatrowe zgłoszone do ZieloneAukcje.pl wyróżniają się istotnie wyższą produktywnością na MW mocy zainstalowanej w porównaniu do projektów działających na terenie Polski. To natomiast, przy założeniu identycznych kosztów stałych, bezpośrednio przełoży się na niższą wartość wsparcia, konieczną do wypłacenia na MWh energii wyprodukowanej w tych projektach.

### **Produktywność farm wiatrowych w systemie zielonych certyfikatów oraz systemie aukcyjnym [MWh/MW/rok]**



Źródło: Opracowanie PwC na podstawie danych ARE i ZieloneAukcje.pl

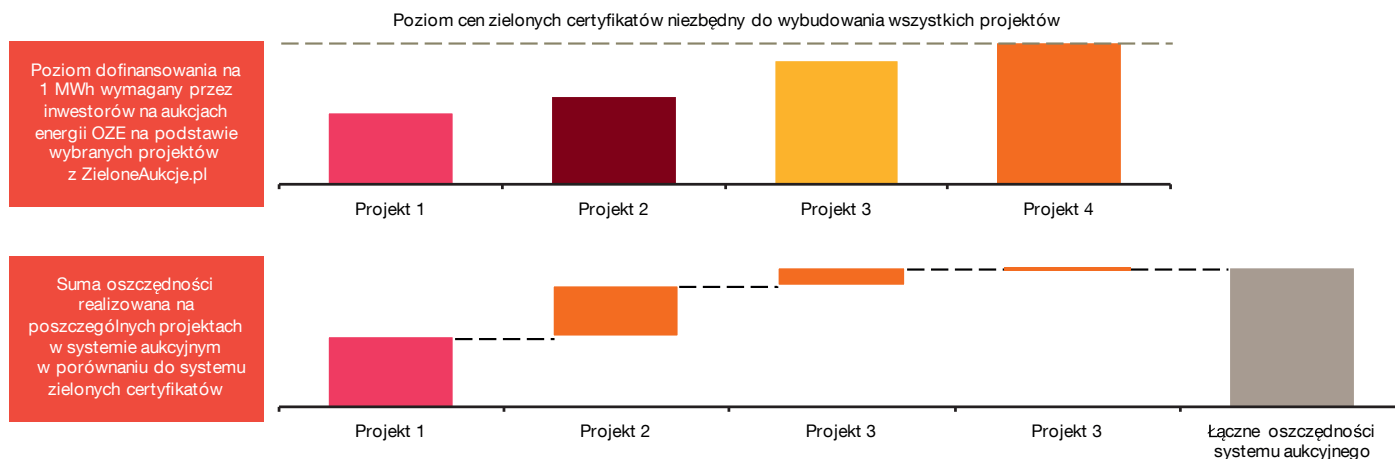
Zaprezentowana produktywność istniejących instalacji wiatrowych w systemie zielonych certyfikatów jest istotnie niższa od planowanych instalacji przygotowywanych do systemu aukcyjnego, ponieważ:

- agregat produktywności istniejących instalacji wiatrowych obejmuje zarówno nowoczesne projekty z ostatnich kilku lat jak i starsze projekty z lat wcześniejszych wykorzystujące turbiny wiatrowe starszej generacji,
- projekty w systemie zielonych certyfikatów często nie były wystarczająco optymalizowane, ponieważ deweloperzy liczyli, że cena zielonych certyfikatów będzie oscylowała w rejonach opłaty zastępczej zapewniając im wysoką rentowność projektów,

- deweloperzy starają się maksymalnie zoptymalizować projekty przygotowywane do aukcyjnego systemu, bo tylko w ten sposób będą mogli składać odpowiednio niskie i konkurencyjne oferty na aukcjach i zapewnić sobie satysfakcjonującą stopę zwrotu inwestycji w połączeniu z relatywną pewnością wygrania wolumenu na aukcjach.

Wspomniana optymalizacja projektów oraz konkurencja przełożą się na zmniejszenie łącznych kosztów systemu wsparcia w porównaniu do systemu zielonych certyfikatów. Każdy projekt będzie bowiem dotowany w innej kwocie. Te najbardziej konkurencyjne będą starały się zwiększyć swoje szanse na zdobycie dofinansowania wnioskując o istotnie niższe dofinansowanie niż to otrzymywane w ramach systemu zielonych certyfikatów.

### Oszczędności wynikające z aukcyjnego systemu wsparcia w porównaniu do systemu wsparcia opartego o zielone certyfikaty



Źródło: Opracowanie PwC na podstawie danych ARE

Dodatkowo mechanizm aukcyjny pozwoli zróżnicować wsparcie dla poszczególnych zwycięskich projektów, które przystąpią do aukcji, co pozwoli uniknąć sytuacji nadmiernego dotowania projektów. W przypadku zielonych certyfikatów każda jednostka byłaby wynagradzana w tej samej kwocie, co zwiększa łączne koszty działania systemu.

Potwierdzeniem tej tezy mogą być wyniki naszej symulacji ZieloneAukcje.pl (jedynej dostępnej aktualnie symulacji wyników aukcji OZE). Symulując koszt aukcyjnego systemu wsparcia na podstawie danych zgłoszonych w ZieloneAukcje.pl oraz historycznych danych dotyczących warunków panujących na rynku energetycznym w Polsce w latach 2013 - 2015 widać, że aukcyjny system wsparcia jest zdecydowanie bardziej korzystny finansowo aniżeli system wsparcia oparty o zielone certyfikaty.



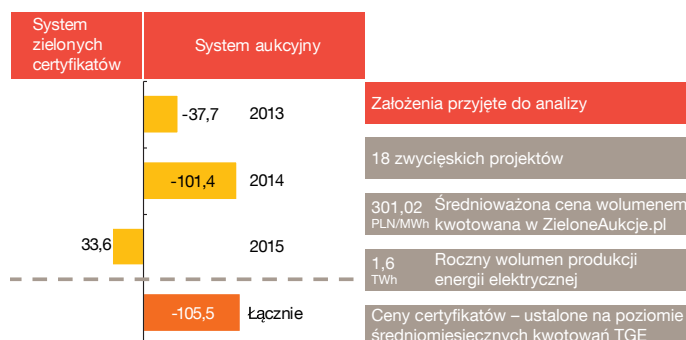
Z analizy wynika, że łączny koszt systemu wsparcia jest istotnie niższy w przypadku mechanizmu aukcyjnego niż systemu zielonych certyfikatów. Wyższy koszt wsparcia dla dużych farm wiatrowych, które wygrały wsparcie w ZieloneAukcje.pl w 2015 roku w porównaniu do systemu zielonych certyfikatów jest wynikiem:

- nieadekwatnie niskiego obowiązku umorzenia zielonych certyfikatów nałożonego na odbiorców końcowych w porównaniu do podaży zielonych certyfikatów na rynku skutkującym drastycznym spadkiem cen zielonych certyfikatów na TGE w 2015 roku,
- poziomu zwycięskich ofert kwotowanych na ZieloneAukcje.pl,
- relatywnie niskim poziomem (w porównaniu do lat 2014 i 2013) średnio ważonych wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych cen energii elektrycznej we wszystkich godzinach dnia dostawy energii elektrycznej, zawartych na rynku, na którym są zawierane transakcje sesyjne giełdowe z dostawą energii elektrycznej w dniu następnym i dwa dni po dniu zawarcia transakcji sesyjnych giełdowych,
- krzywej produktywności przyjętej do wyliczenia (średnia dla całego kraju).

Należy jednak zaznaczyć, że rok 2015 nie był reprezentatywny w związku z bardzo niską ceną zielonych certyfikatów notowanych na rynku TGE. Ceny zielonych certyfikatów

notowane w 2015 roku nie zapewniają odpowiedniego poziomu wsparcia dla instalacji OZE. Dlatego należy pamiętać, że w przypadku pozostania przy systemie zielonych certyfikatów Rząd chcąc utrzymać tempo przyrostu mocy OZE musiałby wymusić wzrost ich cen na rynku, w celu odpowiedniego zachęcenia inwestorów. To oznaczałoby powrót do warunków rynkowych obserwowanych w poprzednich latach sprawiając, że łączny koszt mechanizmu wsparcia opartego o zielone certyfikaty będzie wyższy niż system oparty o aukcje zielonej energii.

### Roczna różnica łącznego kosztu wsparcia dla dużych farm wiatrowych zgłoszonych w ZieloneAukcje.pl w systemie aukcyjnym i certyfikатовym [PLN mln]



Źródło: Opracowanie PwC na podstawie danych ZieloneAukcje.pl, TGE, ARE i PSE-Operator

## W aukcyjnym systemie wsparcia to Państwo ma pełną kontrolę nad kierunkiem rozwoju rynku OZE

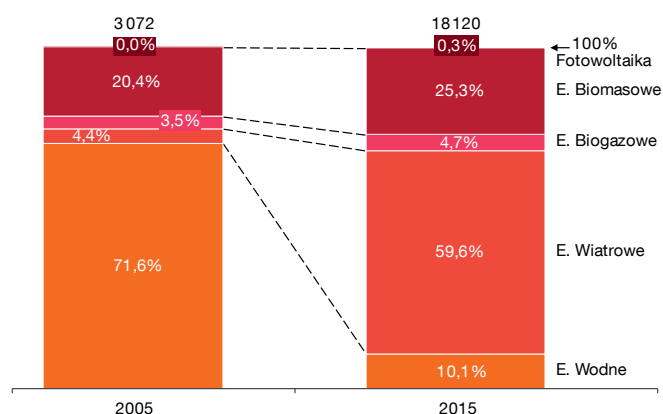
Dzięki podziałowi wolumenu dostępnego na aukcjach OZE, to państwo ma pełną kontrolę nad technologią i mocami OZE, które będą powstawać na terenie kraju. Państwo poprzez rozporządzenia właściwego ministra, determinując wolumeny i budżet dostępny na aukcjach zielonych energii, może zwiększać lub zmniejszać wolumen dla konkretnych grup technologii (duże instalacje, małe instalacje, sterowalne i niesterowalne). Tym samym może wspierać najtańsze technologie bazując na doświadczeniach z poprzednich aukcji, a także zapewnić najbardziej korzystny z perspektywy bezpieczeństwa systemu i kosztów całego systemu miksu OZE. Ponadto może nie dopuścić do powstania nadwyżki energii z OZE w 2020 roku, byłaby ona dodatkowym kosztem dla użytkowników finalnych energii elektrycznej.

Niemniej jednak należy pamiętać, że istnieje ryzyko nieuczciwych inwestorów, którzy intencjonalnie będą próbować przenieść swoją ofertę do innego koszyka, w którym konkurencja będzie mniejsza. W aktualnej wersji systemu aukcyjnego istnieje niebezpieczeństwo, że duże instalacje niesterowalne będą intencjonalnie zawyżać swoją produktywność w celu wejścia do koszyka dla dużych instalacji sterowalnych. Takie działanie może narazić inwestorów na kary, ale zarazem gwarantuje im zwycięstwo przy wyższej cenie za MWh. Niemniej jednak państwo może zapobiegać takim praktykom poprzez algorytm aukcyjny opracowywany przed aukcjami.

Kontrola nad mocami OZE przyłączanymi do systemu jest dużą przewagą mechanizmu aukcyjnego nad systemem certyfikatowym zarówno z perspektywy państwa jak i użytkownika końcowego energii, który de facto będzie opłacał rozwój OZE w Polsce. W systemie wsparcia opartym o zielone certyfikaty Rząd nie posiada żadnej możliwości kontroli mocy zainstalowanych OZE, ponieważ według przepisów wsparcie w tej formie przysługuje każdej instalacji, która wprowadzi energię elektryczną do systemu przed 1 lipca 2016 roku.

Od momentu wprowadzenia systemu wsparcia opartego o zielone certyfikaty w 2005 roku, rozwój mocy zainstalowanych OZE w Polsce był wyraźnie mono technologiczny. Wynikało to przede wszystkim z korzystnych warunków pogodowych dla technologii wiatrowej oraz relatywnej przewadze kosztowej projektów wiatrowych nad pozostałymi technologiami, oraz co ważne jednej stawki wsparcia dla wszystkich technologii.

## Udział poszczególnych technologii w generowaniu energii elektrycznej w 2005 i 2015 [GWh i %]



Źródło: Opracowanie PwC na podstawie danych ARE

Dzięki wprowadzeniu aukcyjnego systemu wsparcia dla nowych instalacji OZE, rząd będzie mógł stymulować rozwój wszystkich technologii OZE, w tym technologii sterowalnych, to jest biomasowej, biogazowej czy niesterowalnych takich jak fotowoltaika zapewniając najbardziej optymalny miksu z perspektywy bezpieczeństwa systemu.

## System aukcyjny zapewni odpowiedni poziom wsparcia dla poszczególnych technologii OZE maksymalizując oszczędności dla użytkowników finalnych energii elektrycznej

Bazując na wynikach symulacji ZieloneAukcje.pl można dostrzec istotne zróżnicowanie poziomu dofinansowania niezbędnego do budowy instalacji OZE w poszczególnych technologiach. Symulacja aukcji pokazała istotną przewagę cenową farm wiatrowych w tej mierze.

## Kwotowania zwycięskich ofert w ZieloneAukcje.pl

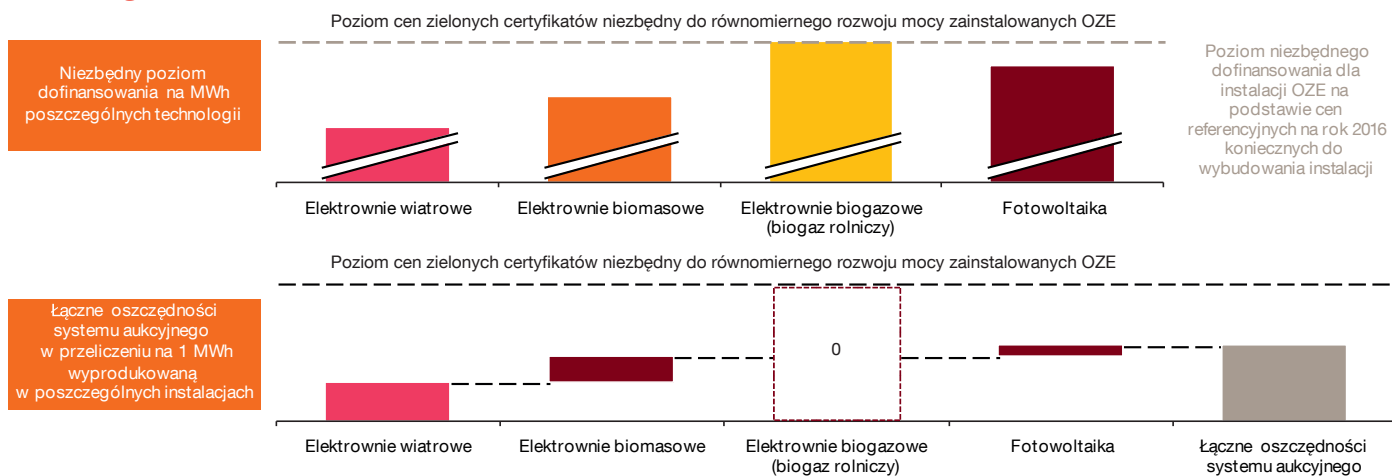
Zwycięskie ceny ZieloneAukcje.pl – instalacje o mocy zainstalowanej powyżej 1 MW	Minimalna cena	Maksymalna cena
Energetyka - wiatrowa na lądzie	240,00	323,27
Biomasa - układ dedykowany lub hybrydowy	437,50	437,50
Biogaz - inny	450,00	450,00
Biomasa - układ dedykowany lub hybrydowy w wysokosprawnej kogeneracji (moc poniżej 50 Mwe)	449,77	522,00

Źródło: Opracowanie PwC na podstawie danych ZieloneAukcje.pl

Tak istotne zróżnicowanie poszczególnych kwotowań pomiędzy technologiami jest jedną z głównych przyczyn przewagi kosztowej systemu aukcyjnego nad systemem zielonych certyfikatów. W systemie zielonych certyfikatów, żeby wybudować wszystkie instalacje, które wygrały wsparcie w ZieloneAukcje.pl należałoby dotować je na tym samym poziomie. Musiałby być on równy najmniej efektywnemu kosztowo projektowi - w tym wypadku - biomasowemu, (522 PLN/MWh). W takim wypadku pozostałe projekty realizowałyby nieuzasadniony ekonomicznie zysk narażając użytkowników finalnych energii elektrycznej na dodatkowe koszty.

Tymczasem system aukcyjny pozwala zróżnicować wysokość dofinansowania dla poszczególnych technologii zapobiegając mono technologicznemu rozwojowi obserwowanemu w Polsce w poprzednich latach. Z drugiej strony w przypadku zmniejszenia ceny zielonego certyfikatu część technologii nie mogłaby zostać uruchomiona - w przypadku ZieloneAukcje.pl byłyby to technologie sterowalne.

### Oszczędności systemu aukcyjnego wynikające ze różnicowania wartości wsparcia dla poszczególnych technologii OZE



Źródło: Opracowanie PwC

---

# **Pokusa 4**

## Od dziś staniemy się innowacyjni

---

### ***Czym jest pokusa bycia innowacyjnym?***

Pokusą bycia innowacyjnym jest chęć szybkiej transformacji modelu funkcjonowania przedsiębiorstwa w kierunku wdrożenia licznych innowacji i uzyskania szybkich efektów ekonomicznych tych zmian.

### ***Skąd bierze się pokusa?***

Sygnaly do wzrostu nakładów na innowacyjność płyną z całego otoczenia przedsiębiorstw energetycznych, są one stymulowane przez cele nakładane przez krajową i unijną politykę (innowacyjności, ale też i środowiskową, OZE, efektywności energetycznej itd.). Napędzają ją także dostępne fundusze pro-innowacyjne, pojawiające się nowe modele biznesowe, chęć doścignięcia konkurencji pod względem realizowanych kluczowych wskaźników efektywności (KPI) w zakresie innowacyjności, zmiany postrzegania marki przez klientów, czy chęć wpisania się w trend inwestowania w start-up'y.

### ***Czy powinno się jej ulec?***

Nakłady finansowe przeznaczane na działalność innowacyjną są koniecznym, ale niewystarczającym czynnikiem sukcesu w sektorach znajdujących pod tak dużą presją jak energetyka. Wiele przedsiębiorstw podjęło temat innowacyjności wykonując ważny krok – zbudowały strategie innowacyjności, określające obszary koncentracji i wyznaczające konkretne środki finansowe. Sukces, czyli faktyczne przywództwo i rozwiązanie wyzwań strategicznych poprzez innowacje, odniosą jednak tylko te przedsiębiorstwa, które przekształcą innowacyjność z centrum kosztów w centrum zysków. Aby to osiągnąć niezbędne jest wymagające odpowiednie czasu wdrożenie szeregu elementów takich jak: połączenie innowacyjności z celami biznesowymi spółki oraz zaprojektowanie i wdrożenie modelu operacyjnego innowacji.

## Wyzwania otoczenia spółek energetycznych tworzą presję na wzrost innowacyjności

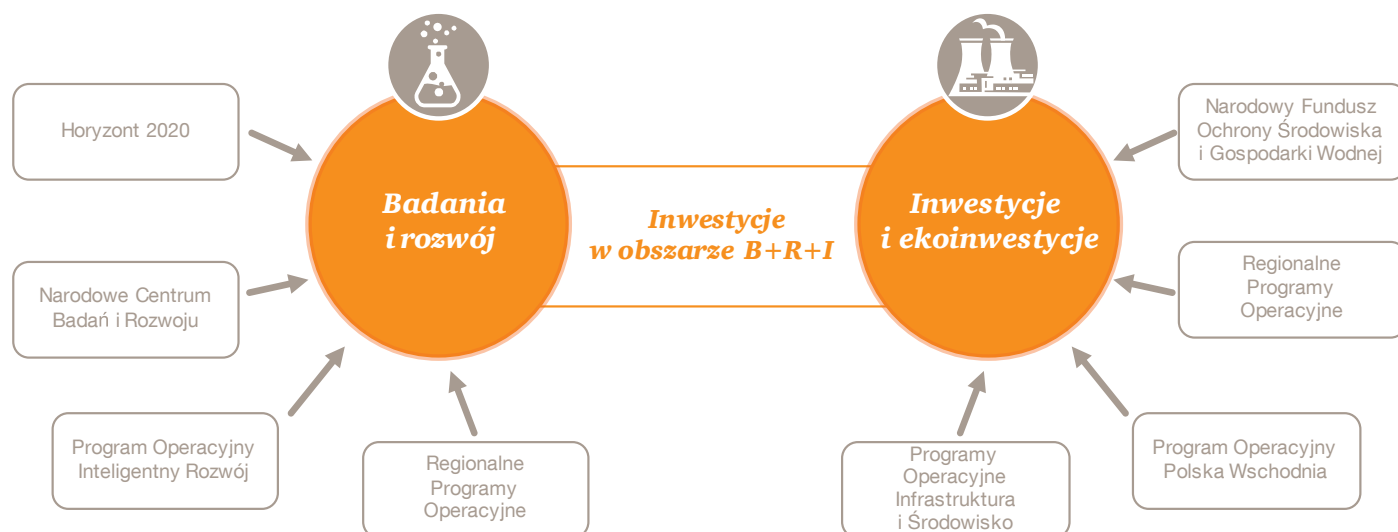
Europejskie, w tym polskie, spółki energetyczne są pod wpływem szeregu czynników regulacyjnych, technologicznych oraz rynkowych wymuszających wzrost innowacyjności w całym łańcuchu wartości. Dotychczasowa działalność w segmentach wytwarzania, dystrybucji i sprzedaży, tak zwany stary świat energii, ulega mniej lub bardziej radykalnym przekształceniom na skutek poniższych czynników, ujętych w trzech kategoriach:

1. Regulacyjno-polityczne – objawiające się zaostrzeniem wymogów emisyjnych wobec źródeł wytwórczych, wymagań wobec efektywności energetycznej, udziału OZE w miksie energetycznym, poziomu wymiany transgranicznej, czy determinujących wymogi techniczne wobec sieci energetycznych (np. smart metering), wraz ze zróżnicowanym wsparciem finansowym w tych obszarach,
2. Technologiczne – płynące z rozwoju technologii np. wydobycia paliw kopalnych, systemowych i rozproszonych źródeł produkcji i/lub transformacji energii (w tym OZE), magazynowania energii, sterowania jej konsumpcją, czy wykorzystywania jej np. na potrzeby transportu samochodowego,

3. Rynkowe – wywodzące się z nowych modeli biznesowych (przechodzenie z modelu produkcji i sprzedaży charakterystycznej dla rynków towarowych (commodity) w kierunku sprzedaży usług i rozwiązań technicznych oraz zachowań klientów (np. trendy zwiększania samodzielnej produkcji energii, świadomego sterowania zużyciem).

Jednym ze sposobów odpowiadania na presję otoczenia jest działalność innowacyjna i badawczo-rozwojowa, rozumiana zarówno jako usprawnianie istniejącej działalności spółki, jak i szerzej, jako przełomowe wdrażanie nowych modeli biznesowych czy technologii w obszarze produktów, usług i procesów. Działalność ta, poza koniecznością utrzymania konkurencyjności przedsiębiorstwa, jest stymulowana przez narodowe i unijne polityki, programy oraz instytucje zapewniające finansowanie dla działalności innowacyjnej, a także badawczo-rozwojowej.

## Otoczenie publicznych funduszy i programów wspierających działalność innowacyjną i B+R



Źródło: Opracowanie PwC



## Pierwszy krok - zdefiniowanie strategii innowacyjności

Polskie spółki energetyczne wykonały już pierwsze kroki w kierunku wzrostu innowacyjności poprzez zdefiniowanie celu biznesowego, a często też strategii innowacji i pierwszych działań ukierunkowanych na stymulację innowacyjności.

PGE w strategii na lata 2014-2020 umieściła innowacyjność w centrum, przeznaczając minimum 1,5% zysku netto na badania i rozwój. Opierając się na modelu otwartych innowacji, spółka zorganizowała między innymi w 2015 roku program Energia Innowacji dla naukowców, którzy mogli zgłaszać innowacyjne projekty w określonych przez spółkę obszarach innowacji. Firma nawiązała także współpracę z NCBR, w ramach której 200 mln złotych zostanie przeznaczonych na finansowanie projektów badawczo-rozwojowych w ramach konkursów.

Także ENEA włączyła innowacje do swojej strategii korporacyjnej. W 2015 roku spółka przeprowadziła konkurs Energia+ Innowacje, przy współpracy z Polskim Instytutem Badań i Rozwoju, funduszem Giza Polish Ventures oraz NCBR, do którego wpłynęło ponad 30 projektów.

Zgodnie z przyjętą strategią, TAURON od 2013 roku przygotowuje organizację do efektywnej realizacji działań badawczo-rozwojowych. Spółka realizuje szereg wewnętrznych projektów badawczych i rozwojowych związanych między innymi z ograniczaniem wpływu na środowisko, inteligentnymi licznikami, czy integracją z OZE. Jednakże dopiero aktualizowana w 2016 roku strategia spółki ma podkreślić rolę obszaru badań i rozwoju w podnoszeniu

wartości spółki oraz zdefiniować portfel projektów innowacyjnych.

Z kolei ENERGA stymuluje działalność innowacyjną poprzez wydzieloną spółkę Enspirion (jednocześnie oferującą innowacyjną usługę demand side response), która prowadzi takie projekty rozwojowe, jak Living Lab, w ramach którego trzysta gospodarstw domowych testuje m.in. rozwiązania smart home.

Strategie te nakreślają podobne kierunki działania do tych, które już jakiś czas temu obrały przedsiębiorstwa zachodnioeuropejskie, prowadzące do wzrostu nakładów na badania i rozwój. Krajowe spółki są dopiero na drugim etapie tak zwanej krzywej innowacyjności. Obecnie definiują one kluczowe założenia dla innowacyjności, przeznaczają budżety oraz tworzą elementy operacyjne, wspierające innowacyjność. Są jednak dopiero krok przed świadomie sterowaną innowacyjnością, dominującą wśród zachodnioeuropejskich graczy, którzy dzięki innowacjom wyróżniają się na rynku faktycznie komercjalizując nowe produkty i usługi, czy w inny sposób korzystając z wytworzonych innowacji (prawa intelektualne itd.). W ten sposób wysokie nakłady na badania i rozwój są kompensowane przez przychody i zyski z wdrażania ich efektów. Niedosięgniętym wzorem dla przedsiębiorstw z sektora pozostają spółki dostarczające technologie dla energetyki, które wykorzystują innowacyjność w sposób synergiczny, zapewniający trwałą przewagę konkurencyjną poprzez systematyczne tworzenie nowych produktów i usług w oparciu o innowacje oraz prace badawczo-rozwojowe. Dla tych przedsiębiorstw jest to kluczowy warunek rozwoju.

## Położenie spółek energetycznych na krzywej innowacyjności



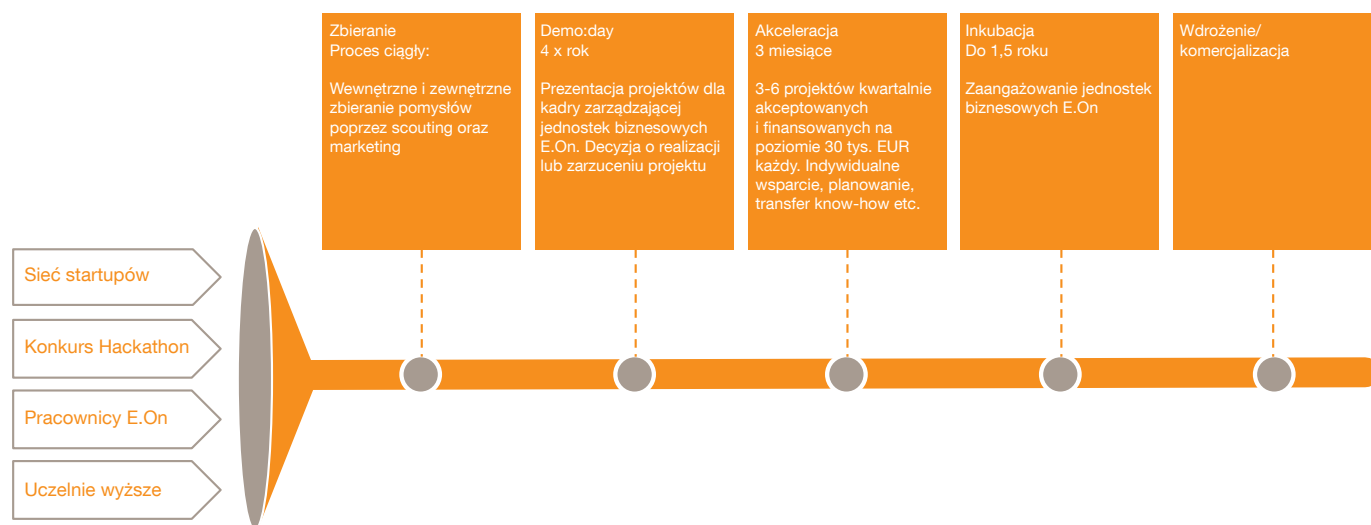
Źródło: Opracowanie PwC

## Wykorzystywanie technologii

Jednym z przykładów tego, jak zachodnioeuropejskie spółki energetyczne wykorzystują zaawansowane modele innowacji, jest program akceleryacyjny :Agile, powiązany z funduszem venture capital, realizowany przez Grupę E.On. Pierwotnie funkcjonował on jako wewnętrzne narzędzie do zbierania i wdrażania innowacji w tej spółce. Później został szerzej udostępniony w formie programu akceleryacyjnego dla zewnętrznych podmiotów. Od października 2014 roku w ramach wspomnianego mechanizmu oceniono

ponad 500 projektów, obecnie 22 znajdują się w fazie akceleracji, 14 w fazie pilotażu, a 7 w fazie wzrostu przynoszącego realne przychody. Dotykają one takich zagadnień jak wykorzystanie wodoru, infrastruktura dla e-samochodów, ale też kuchenki indukcyjne dla krajów rozwijających się, aplikacje do zarządzania poborem energii, systemy do wymiany danych operatorskich, czy oprogramowania do optymalizacji aktywów wytwórczych.

## Programy :Agile E.On



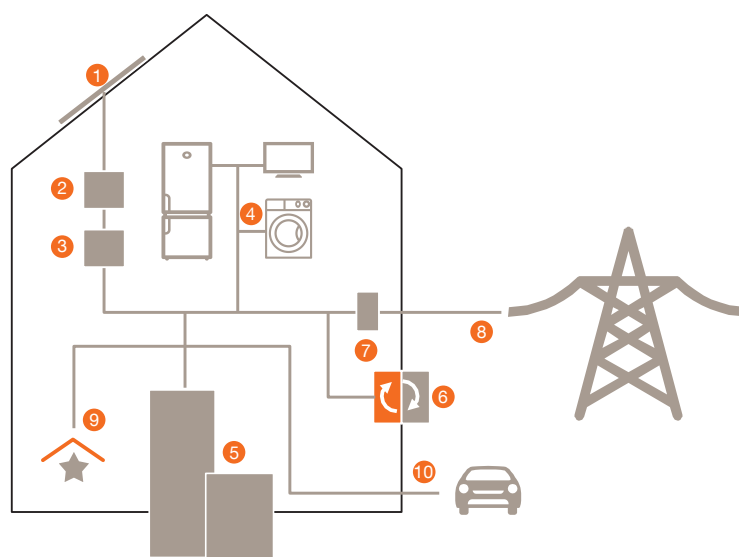
Źródło: Opracowanie PwC na podstawie danych Programu :Agile E.On

Przykładem wdrożenia nowego produktu wypracowanego w procesie innowacyjnym jest rozwiązanie HomePower solar sygnowane przez RWE, opracowane we współpracy z zewnętrznymi partnerami, między innymi dostawcami baterii oraz kontrolerów zużycia energii. Jest to system magazynowania energii elektrycznej dla gospodarstw domowych, który pozwala na integrację z dowolnymi instalacjami fotowoltaicznymi, nie tylko oferowanymi przez RWE, oraz zintegrowany z systemem sterowania

zużyciem energii RWE SmartHome. Łączy zatem nowy dla skonsolidowanych spółek energetycznych model biznesowy (sprzedaż i montaż urządzeń) oraz technologie (fotowoltaika, magazynowanie energii elektrycznej, sterowanie zużyciem). Rozwiązanie to powstało w oparciu o tak zwany model otwartych innowacji – współpracę z zewnętrznymi podmiotami nakierowaną na skuteczną komercjalizację innowacji oraz prac badawczo- rozwojowych.

### Przykład produktu energetycznego stworzonego dzięki innowacjom łączącym nowe technologie i modele biznesowe – RWE HomePower solar

- 1 Panel fotowoltaiczny
- 2 Inwerter
- 3 Licznik dla panelu PV
- 4 Urządzenia elektryczne
- 5 Magazyn energii elektrycznej RWE
- 6 Pompa ciepła
- 7 Licznik
- 8 Publiczna sieć dystrybucyjna
- 9 Kontroler SmartHome Power Control RWE
- 10 Punkt ładowania eMobility RWE



Źródło: Opracowanie PwC na podstawie RWE HomePower solar

### Nie wystarczy zdefiniowanie celów i budżetu żeby odnieść sukces w innowacjach

Zdefiniowanie celu biznesowego dla innowacji oraz samej strategii innowacji jest bardzo istotnym i niezbędnym kamieniem milowym na drodze do sukcesu. Jednak nie jest to element wystarczający. Podobnie jak w przypadku klasycznych strategii biznesowych, strategii innowacji w wariantach minimalnym obejmują trzy elementy:

- cele, jakie mają zostać spełnione poprzez realizację innowacji (np. sprostanie wyzwaniom dotyczącym wymogów środowiskowych, poprawa efektywności operacyjnej, wytyczenie nowych pomysłów na rozwój działalności),
  - obszary koncentracji innowacji oraz badań i rozwoju, czyli te płaszczyzny działalności spółki w łańcuchu wartości, w których będą koncentrowane prace badawczo-rozwojowe oraz projekty innowacyjne,
  - nakłady przeznaczone na prowadzenie działalności B+R+I – z reguły definiowane jako odsetek od zysku netto spółki.
- brak wyraźnego zdefiniowania powiązania pomiędzy modelem operacyjnym innowacji a celami biznesowymi (rentowność, przychody z nowych obszarów działalności) zazwyczaj nie tworzy odpowiednich motywacji do faktycznego osiągnięcia efektów. Przykładowo środki są koncentrowane na działania badawcze zbieżne z obszarami działalności spółki, ale bez dążenia do komercjalizacji wyników i uzyskania wymiernych skutków finansowych,
  - brak precyzyjnego zdefiniowania kompletnego modelu operacyjnego innowacji – obejmującego optymalny mix wszystkich elementów pozwalających na realizację celów biznesowych,
  - brak wydzielonych i odpowiednio wysoko umieszczonych w strukturze organizacyjnej kluczowych zasobów mających za zadanie zarządzanie wdrożeniem modelu operacyjnego innowacji, przejmujących odpowiedzialność za jego powodzenie.

## Etapy implementacji modelu innowacji powiązanego z celami biznesowymi



### Status realizacji wśród polskich spółek energetycznych



Źródło: Opracowanie PwC

### Aby zapewnić sukces w innowacyjności konieczna jest głęboka zmiana w firmie

Podobnie jak każda strategia biznesowa, tak i ta dotycząca innowacji wymaga 10-20% nakładu pracy. Jednak realny sukces przynosi 80-90% nakładów i wysiłków skierowanych na zaprojektowanie i wdrożenie pełnego modelu operacyjnego innowacji wspierającego zdefiniowaną strategię.

Do osiągnięcia sukcesu konieczne jest wyposażenie spółki w niezbędne elementy dotyczące szeregu obszarów, począwszy od portfela projektów, przez procesy, organizację, na ekosystemach współpracy z otoczeniem kończąc.

## Niezbędne elementy modelu operacyjnego innowacji



Źródło: Opracowanie PwC

Ważne jest między innymi określenie odpowiednio wyważonego portfela projektów innowacyjnych wraz z definicją tych projektów i procesów zarządzania nimi. Aby nakłady skierowane na innowacyjność mogły przynieść istotne efekty, niezbędne jest określenie odpowiedniego poziomu ambicji i akceptowalnego dla firmy poziomu ryzyka. Przykładowo, skupienie całości działań na projektach przyrostowych (obecne technologie i modele biznesowe) nie pomoże odpowiedzieć na wyzwania, przed jakimi stoją spółki energetyczne. Istotna część projektów musi mieć profil przełomowy, a nawet radykalny wobec obecnej działalności przedsiębiorstw.

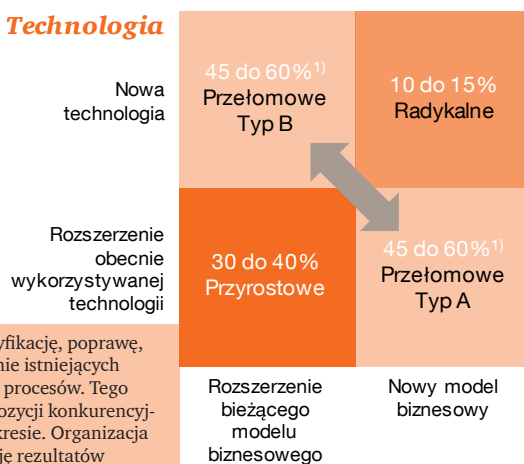
Kluczowa jest nie tylko struktura portfela, ale także procesy sterowania i zarządzania nim. Muszą one wyważać ryzyko projektów, budżet oraz przewidywany okres ich komercjalizacji. Proces zarządzania cyklem życia projektów powinien uwzględniać odpowiednie bramki decyzyjne oraz strukturę sterującą portfelem projektów. Wreszcie niezbędna jest przemyślana strategia komercjalizacji, która ma zapewnić faktyczne uzyskanie zysków z innowacji (poprzez wdrożenie do produkcji, sprzedaż praw intelektualnych, debiuty giełdowe start-up'ów itd.).



## Macierz portfela projektów innowacyjnych – przykład dla spółek energetycznych

Projekty radykalne skupiają się na nowych rynkach i nieznanych dotąd w przedsiębiorstwie technologiach. Innowacje radykalne tworzą nową wartość poprzez wprowadzanie produktów lub usług, które same kształtują nowe rynki lub wywołują fundamentalne zmiany w już istniejących rynkach

### Technologia



Projekty przyrostowe oznaczają modyfikację, poprawę, uproszczenie, konsolidację lub ulepszenie istniejących w przedsiębiorstwie produktów, usług i procesów. Tego typu zmiany umożliwiają utrzymanie pozycji konkurencyjnej i zapewniają przychód w krótkim okresie. Organizacja ma cały czas dużo „miejsca” na absorpcję rezultatów projektów przyrostowych

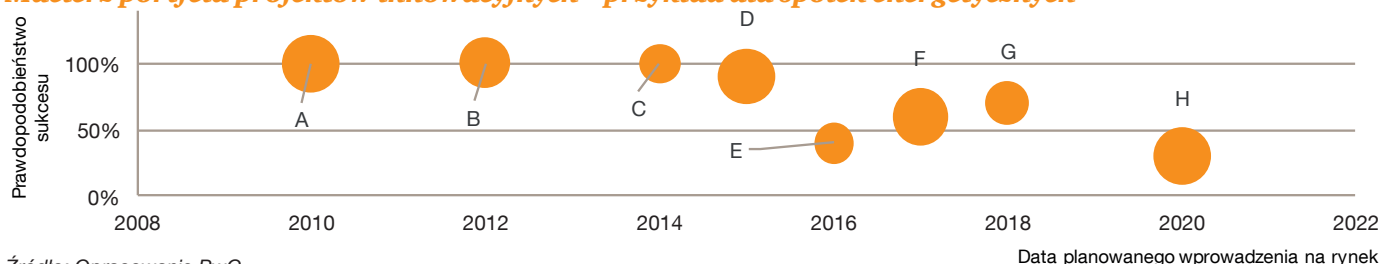
Projekty przełomowe oznaczają znaczne zmiany zachodzące w dotychczasowym sposobie funkcjonowania przedsiębiorstwa lub oferowanych produktach i usługach które pozwalają na osiągnięcie wyraźnej przewagi konkurencyjnej

### Model biznesowy

1) Udział procentowy dzielony pomiędzy projekty Przełomowe Typu A oraz Typu B

Źródło: Opracowanie PwC

## Macierz portfela projektów innowacyjnych – przykład dla spółek energetycznych



Źródło: Opracowanie PwC

### Kluczowe elementy zarządzania portfolio projektów innowacyjnych

- Efektywne metody rankingu i wyceny projektów badawczych
- Ocena i zarządzanie ryzykiem portfela
- Komitet Sterujący, ew. gatekeeper
- Bramki decyzyjne i KPI
- Integracja z wewnętrznymi systemami raportowania
- Budżetowanie i kontroling funkcji B+R
- Bieżąca współpraca z interesariuszami zewn. i wewn.: marketing, sprzedaż, etc.

### Odpowiednio dobrany model zarządzania portfelem projektów

- Umożliwia osiągnięcie zbalansowanego portfela
- Umożliwia holistyczne zarządzanie portfelami obecnych produktów i projektów badawczych
- Pozwala zmaksymalizować oczekiwaną wartość monetarną
- Pozwala alokować budżet B+R na najbardziej obiecujące projekty
- Pozwala na efektywne zarządzanie ryzykiem w skali portfela

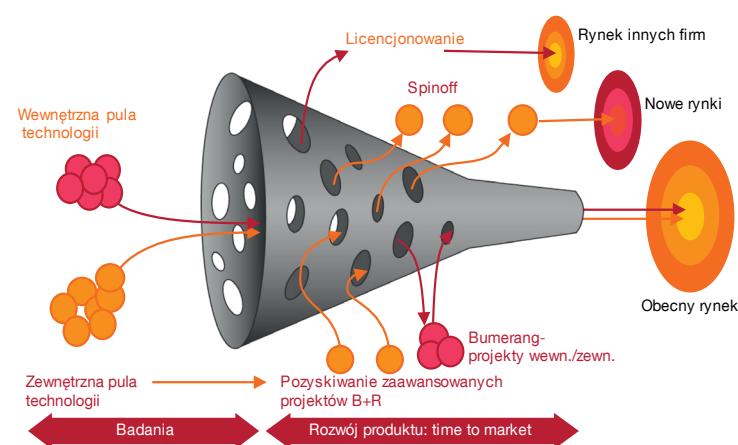
Źródło: Opracowanie PwC

## Proces zarządzania projektem innowacyjnym i portfelem projektów

### Proces zarządzania projektem innowacyjnym

Pomysł → Walidacja → Prototyp → Pilotaż → Wdrożenie

### Model zarządzania portfelem projektów innowacyjnych



Sprawne i ustrukturyzowane zarządzanie łańcuchem wartości innowacji pozwala na zbudowanie przewagi konkurencyjnej.

Jego kluczowymi elementami są:

- ustrukturyzowany proces
- narzędzia zarządzania portfelem projektów

Dobrze zaprojektowany system zapewnia mapę drogową dla osoby zarządzającej projektem. Dodatkowo, wspiera podejmowanie decyzji i zarządzanie portfolio projektowym oraz przyspiesza wprowadzenie technologii na rynek.

Źródło: Opracowanie PwC

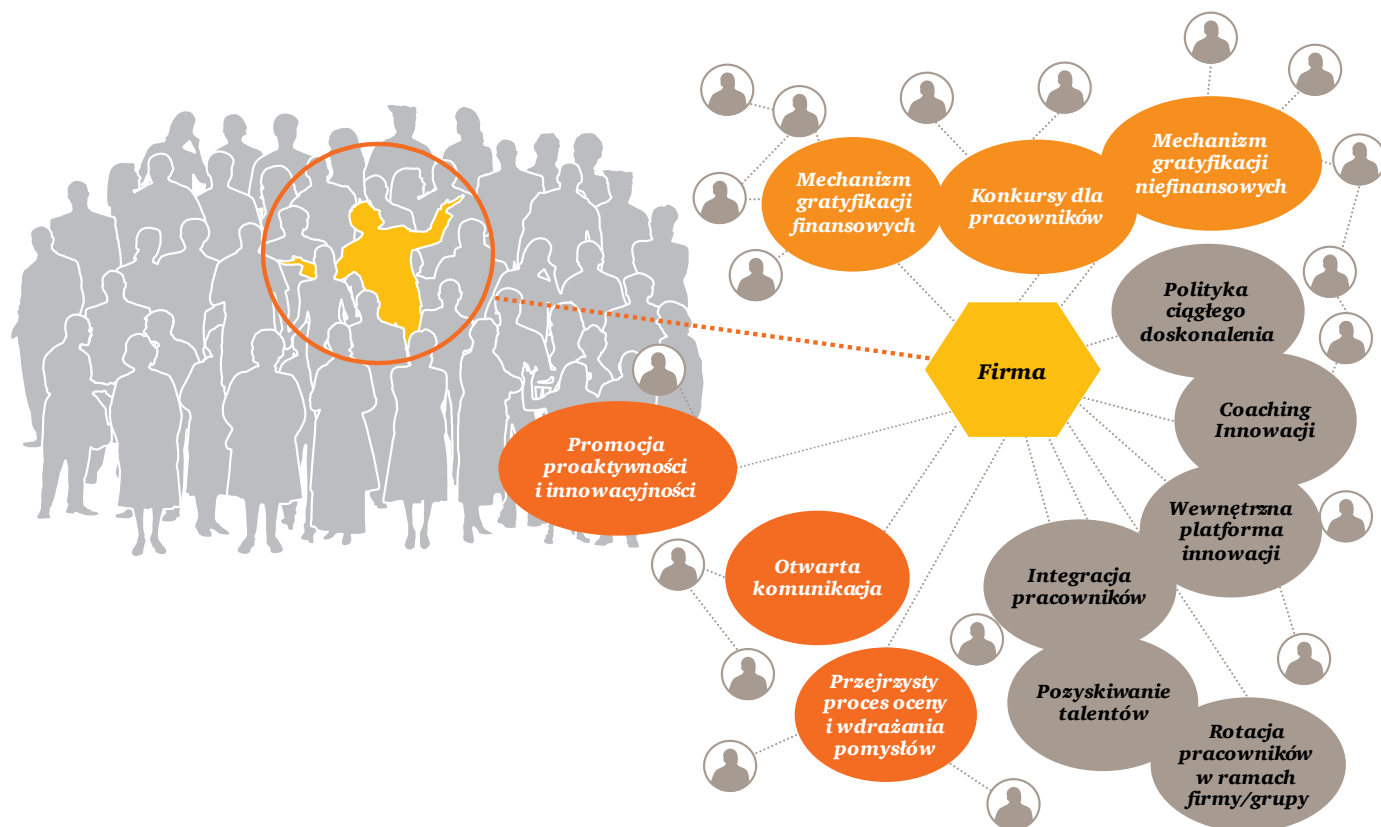
Jednakże, nawet najlepiej zaprojektowany portfel projektów i proces zarządzania nie zadziałają bez odpowiedniej organizacji, zasobów ludzkich, ich kompetencji i motywacji. Konieczne stają się:

- stworzenie nowych struktur organizacyjnych,
- przyciągnięcie lub wykształcenie zupełnie odmiennych niż dotychczas kompetencji pracowników (umiejętności zarządzania i uczestniczenia w projektach innowacyjnych),
- zarządzania inwestycjami w badania i rozwój,
- skutecznej współpracy ze start-up'ami,

- wdrożenie zmiany kultury organizacyjnej tak by promowała ona innowacyjność (niestety wiele organizacji, także w energetyce, obawia się realizacji nietrafionych projektów i innowatorów zabijając tym samym drzemiącą w nich motywację),
- adaptacja systemu motywacyjnego tak, aby wspierał wspomnianą kulturę oraz faktycznie dopingował do prowadzenia działań B+R+I zgodnych ze zdefiniowanym apetytem na ryzyko.

Krytyczne jest także zapewnienie całej organizacji odpowiedniego przywództwa na wysokim poziomie zarządzania.

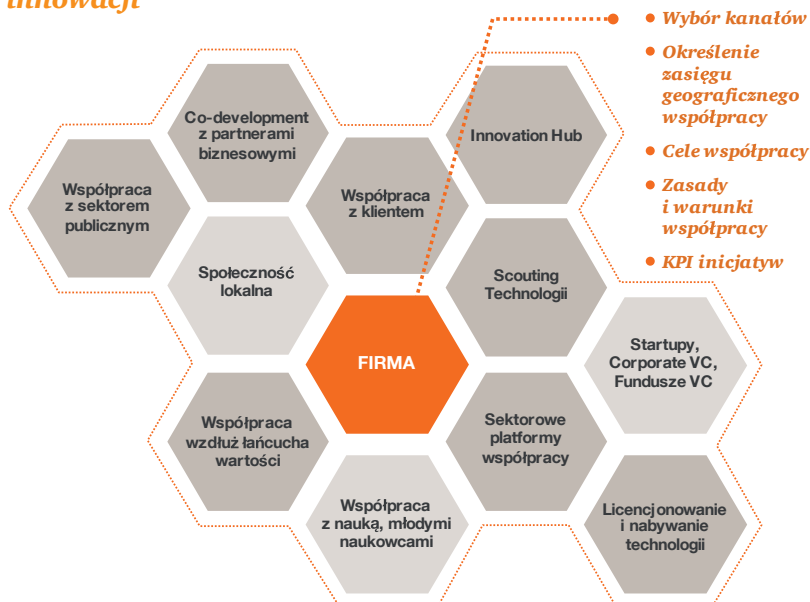
## Przykładowe elementy wchodzące w skład modelu innowacyjnej organizacji



Źródło: Opracowanie PwC

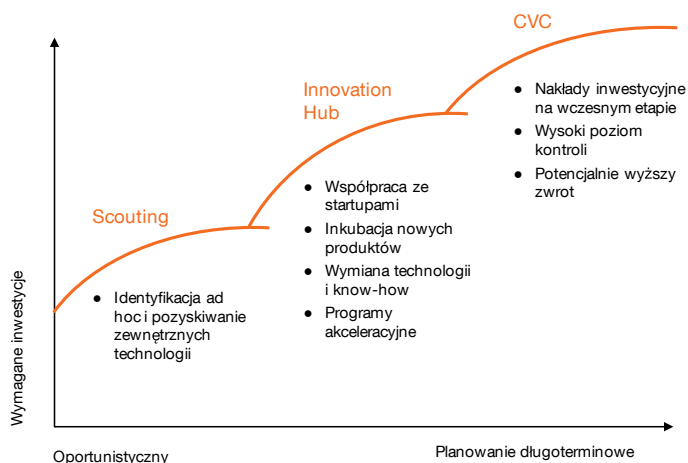
Wreszcie niezbędne jest określenie stopnia wykorzystania tzw. modelu otwartych innowacji – ekosystemu partnerów oraz sposobów i celów współpracy z nimi. Kluczowe elementy otwartej współpracy z otoczeniem to: z kim, gdzie i jakimi kanałami będziemy prowadzić nasze projekty badawczo-rozwojowe? Jakie cele mają Ci partnerzy zrealizować? Czy będą to instytuty naukowe lub młodzi naukowcy, start-up'y, fundusze CVC/VC, huby innowacji itd.? Jaka będzie propozycja wartości (value proposition) naszej firmy względem tych kanałów – co możemy zaoferować naszym partnerom, aby przyciągnąć i utrzymać najlepszych z nich? Według jakich zasad i warunków współpracować?

## Elementy wchodzące w skład ekosystemu otwartych innowacji



Źródło: Opracowanie PwC

## Modele współpracy ze start-up'ami



Źródło: Opracowanie PwC

## Wdrożenie skutecznego modelu innowacyjności pozwala na uczynienie z innowacji centrum zysków

Wdrożenie kompletnego modelu innowacyjności wyzwala szereg korzystnych efektów w przedsiębiorstwach energetycznych. Liczne korzyści przynosi przede wszystkim otwarcie działalności innowacyjnej na podmioty zewnętrzne. W modelu otwartych innowacji, często wykorzystywanym przez najbardziej innowacyjne organizacje, korzyści dotyczą nie tylko sfery czysto ekonomicznej, ale dają przewagę w obszarze rynku, organizacji i technologii.

Dopiero wdrożenie kompleksowego modelu innowacyjności pozwala na stworzenie z innowacji centrum zysków. Według badania „Opłacalność inwestowania w badania i rozwój” przeprowadzonego wspólnie przez NCBR i firmę PwC, najbardziej innowacyjne firmy identyfikują nowe obszary wzrostu w znacznie szybszym tempie, niż inne podmioty. Dzięki temu są one w stanie zwiększać swoją sprzedaż 2 razy szybciej niż przeciętna i 3 razy szybciej od najmniej innowacyjnych. Ten wzrost jest kluczowy, w branży znajdującej się pod tak istotną presją jak energetyka, jak również do utrzymania przewagi konkurencyjnej i wzrostu zyskowności.

## Korzyści z kompleksowego opracowania i wdrożenia modelu otwartych innowacji:

### Ekonomiczne



- Krótszy okres komercjalizacji
- Szybsza reakcja na potencjalne zagrożenia w projekcie
- Pozwala na zredukowanie kosztów badań poprzez współdzielenie ich z partnerami
- Dostęp do zewnętrznego finansowania

### Rynkowe



- Zdobywanie nowych klientów / rynków
- Zidentyfikowanie / Zwiększenie możliwości eksportowania
- Zwiększenie prestiżu przedsiębiorstwa
- Zwiększenie konkurencyjności
- Alianse B+R pozwalają na zwiększenie udziałów rynkowych i umożliwiają powstanie barier wejścia

### Technologiczne



- Wyższa jakość produktów / usług
- Dostęp do najświeższej wiedzy / know-how
- Możliwość wdrożenia innowacyjnych rozwiązań
- Bycie na bieżąco z najnowszą wiedzą
- Zmniejszenie ryzyka projektów B+R

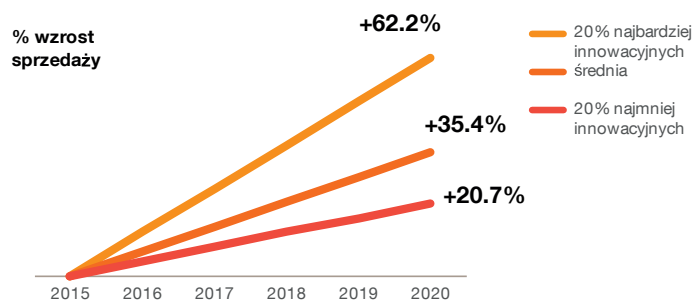
### Organizacyjne



- Transfer umiejętności
- Budowa relacji zewnętrznych
- Elastyczne podejście do prac B+R

Źródło: Opracowanie PwC

## Oczekiwany wzrost sprzedaży w latach 2015-2020, w zależności od poziomu innowacyjności firmy



Źródło: Opracowanie PwC

## Pokusa 5

# Im więcej produktów w ofercie dla klienta, tym lepiej

### Czym jest pokusa maksymalnej rozbudowy oferty produktowej?

Pokusę stanowi chęć maksymalnej rozbudowy oferty produktowej przez firmy energetyczne o produkty z innych branż.

### Skąd bierze się pokusa?

Wzrost świadomości klientów i walki konkurencyjnej na masowym rynku energii elektrycznej doprowadził do znaczącego wzrostu migracji klientów. Z perspektywy firm energetycznych konieczne jest znalezienie nowej przewagi konkurencyjnej, która pozwoli powstrzymać utratę bazy klientów, oraz pozyskać nowych przy jednoczesnym utrzymaniu rentowności. Dlatego wiele firm energetycznych skupia uwagę na optymalizacji kosztów obsługi i pozyskania klienta poprzez maksymalną rozbudowę oferty produktowej o „nieskomplikowane” produkty z innych rynków.

### Czy powinno się jej ulec?

Propozycja wartości firmy energetycznej dla jej klientów powinna zostać dopasowana do ich oczekiwań oraz wartości jaką dla niej stanowią. Szeroka oferta nieskomplikowanych produktów może być dobrym rozwiązaniem skierowanym do wybranej grupy klientów. Warto jednak pamiętać, że nie gwarantuje trwałej przewagi konkurencyjnej.

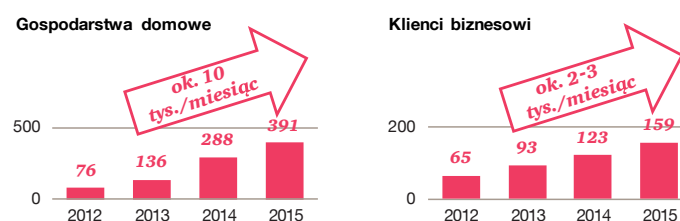
### Dynamiczne migracje klientów stwarzają presję na aktywne umacnianie lojalności

Poziom migracji klientów na polskim rynku energii elektrycznej stale rośnie. Obecnie sprzedawcę energii elektrycznej zmienia rocznie ok. 0,7-1% gospodarstw domowych oraz 2% klientów biznesowych<sup>6</sup>. Dynamika ta, biorąc pod uwagę trendy z rynków zachodnich (Wielka Brytania - migracja ok. 10% bazy klientów rocznie) powinna wzrastać w kolejnych latach. Jest to efektem coraz większej świadomości klientów oraz wchodzenia na rynek firm nastawionych na ich aktywną akwizycję.

Nowi gracze rozbudowują ofertę produktową w celu optymalizacji kosztów obsługi i pozyskania klientów dając jednocześnie impuls do naśladowania tego trendu przedsiębiorstwom działającym na rynku od lat.

W rezultacie, na polskim rynku w ostatnich latach obserwujemy dynamiczny rozwój oferty produktowej w obszarze energetyki oraz elementów pochodzących z innych branż takich jak usługi finansowe czy telekomunikacja.

### Liczba zmian sprzedawcy energii elektrycznej w Polsce – narastająco (tys.)



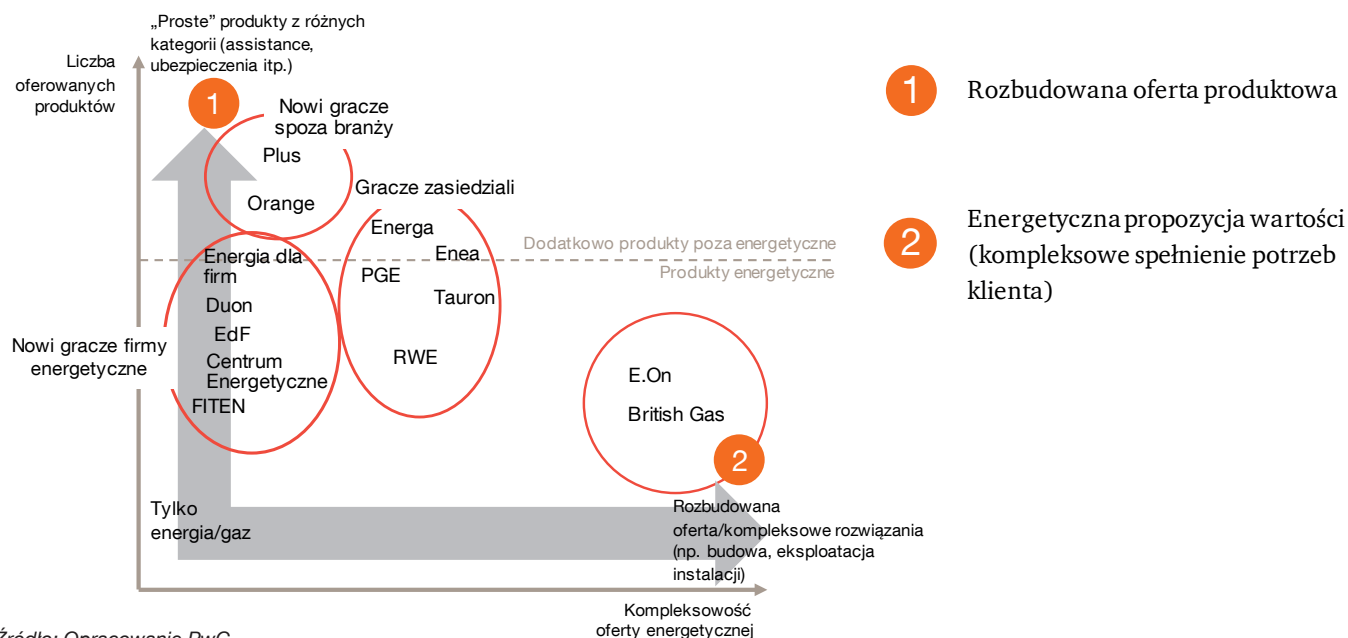
Źródło: Opracowanie PwC na podstawie danych URE

## Poszukiwanie tożsamości firm energetycznych w nowej rzeczywistości - potencjalne kierunki rozwoju

Obserwacje wskazują, że w obliczu liberalizacji i wzrostu migracji klientów na rynku energii elektrycznej można wyróżnić dwa główne modele rozwoju oferty produktowej:

1. Oferta produktowa rozbudowana o produkty nieskomplikowane
2. „Energetyczna propozycja wartości”

## Modele rozwoju produktów na rynku energii



Źródło: Opracowanie PwC

### 1. Oferta produktowa rozbudowana o produkty nieskomplikowane

Firmy energetyczne starają się maksymalnie rozszerzać swoje oferty produktowe o elementy pochodzące z innych branż. Głównym celem jest optymalizacja kosztów pozyskania i obsługi klienta. Jest to szczególnie istotne z punktu widzenia nowych graczy, którzy nie mają rozwiniętej skali działalności. Jednocześnie, z uwagi na fakt, że gracze zasiedziali na rynku energii elektrycznej posiadają bardzo dużą bazę klientów, możliwość cross-sellingu może być jedną ze strategii wzrostu. Na rynku polskim jest to dominujący trend, zakres usług oferowanych zarówno przez nowych jak i zasiedziały graczy ulega ciągłej ewolucji, oprócz energii dodatkowymi produktami są usługi finansowe, telekomunikacyjne, medyczne czy prawne.

### 2. Energetyczna propozycja wartości

Ten kierunek rozwoju kładzie nacisk na dostarczenie klientowi kompleksowego rozwiązania nastawionego na zaspokojenie jego potrzeb energetycznych. Firma energetyczna

zmienia się w specjalistę w zakresie dostawy i zarządzania energią, z tego powodu rozwija ofertę produktową w tym obszarze.

Dostarczana energia jest tylko jednym z wielu elementów propozycji wartości oferowanej klientowi. Firma energetyczna rozwija produkty w oparciu o potrzeby klienta, nie zaś jedynie wokół historycznie sprzedawanej energii.

W Polsce przedsiębiorstwa próbują rozbudowywać ofertę o usługi okołenergetyczne takie jak na przykład audyt efektywności. Jednak ich zakres jest ograniczony i trudno nazwać go kompleksową propozycją.









Można jednak wskazać przykłady zagranicznych grup energetycznych, takich jak British Gas, które rozwinęły szeroki wachlarz usług wspierających zarządzanie energią przez klienta. Firma oferuje kompleksowy pakiet rozwiązań w zakresie zabezpieczenia jego potrzeby energetycznej, na przykład ogrzania domu. W ramach tego pakietu oferowana jest sprzedaż rozwiązania (instalacji grzewczej), montaż i wsparcie w eksploatacji/ modernizacji oraz pakiet ubezpieczeniowy.



## Nieskomplikowane produkty nie dają trwałej przewagi konkurencyjnej

Obie wskazane strategie rozwoju charakteryzują się korzyściami i kosztami wpływającymi na ich atrakcyjność dla firmy energetycznej:

### Strategiczna ocena dwóch głównych kierunków rozwoju produktów na rynku energii

Parametr biznesowy	1 Rozbudowana oferta produktowa	2 Energetyczna propozycja wartości
Trwałość przewagi konkurencyjnej		
Wykorzystanie zasobów energetycznych		
Optymalizacja kosztów akwizycji i obsługi klienta		
Ograniczone krótkoterminowe ryzyko biznesowe		

Źródło: Opracowanie PwC

Rozbudowę oferty o nieskomplikowane produkty cechuje szereg korzyści. Są one jednak w dużej mierze krótkoterminowe. Ryzyko biznesowe takiej strategii rozwoju jest mniejsze. Nie wymaga bowiem znaczącego zaangażowania kapitałowego a spora część ryzyka jest przenoszona na partnerów znających specyfikę oferowanej usługi. Ta droga rozwoju ogranicza jednak możliwość zbudowania długoterminowej przewagi konkurencyjnej. Firmy energetyczne nie rozwijają usług wokół strategicznych kompetencji - zasobów energetycznych a jedynie starają się zoptymalizować koszty.

Strategia taka może potencjalnie wspierać wzmocnienie lojalności klientów na stosunkowo niedojrzałym rynku. Jednak produkt dostarczany przez inne branże może okazać się bardziej skomplikowany niż fragmentaryczne usługi oferowane przez dostawców energii. Jeśli klient firmy energetycznej bardziej ceni te produkty (trudne do rozwoju przez takie przedsiębiorstwo) niż energię (stosunkowo łatwą do wprowadzenia do oferty produktowej firm spoza branży) to w długiej perspektywie może przenieść się do konkurencji.

Oczywiście, rozbudowa oferty produktowej może być opłacalna, o ile będzie skierowana do wybranej grupy klientów. Przykładowo, jej adresatami mogą być klienci nisko marżowi, podatni na odejście. W ich przypadku optymalizacja kosztów obsługi i akwizycji jest najistotniejsza. Dodatkowo ryzyko utraty przedstawicieli tej grupy, poprzez udostępnianie ich danych partnerowi, który w średnim terminie

może stać się konkurentem, nie pociągnie tak dotkliwych skutków jak w przypadku klientów wysokomarżowych.

Taka strategia wymaga jednak rozwinięcia szeregu narzędzi. Po pierwsze potrzebna jest zaawansowana segmentacja klientów i identyfikacja ich preferencji. Po drugie współpraca z partnerami oraz szeroki wachlarz produktów wymaga odpowiednich strategii cenowych oraz zarządzania podziałem marży.

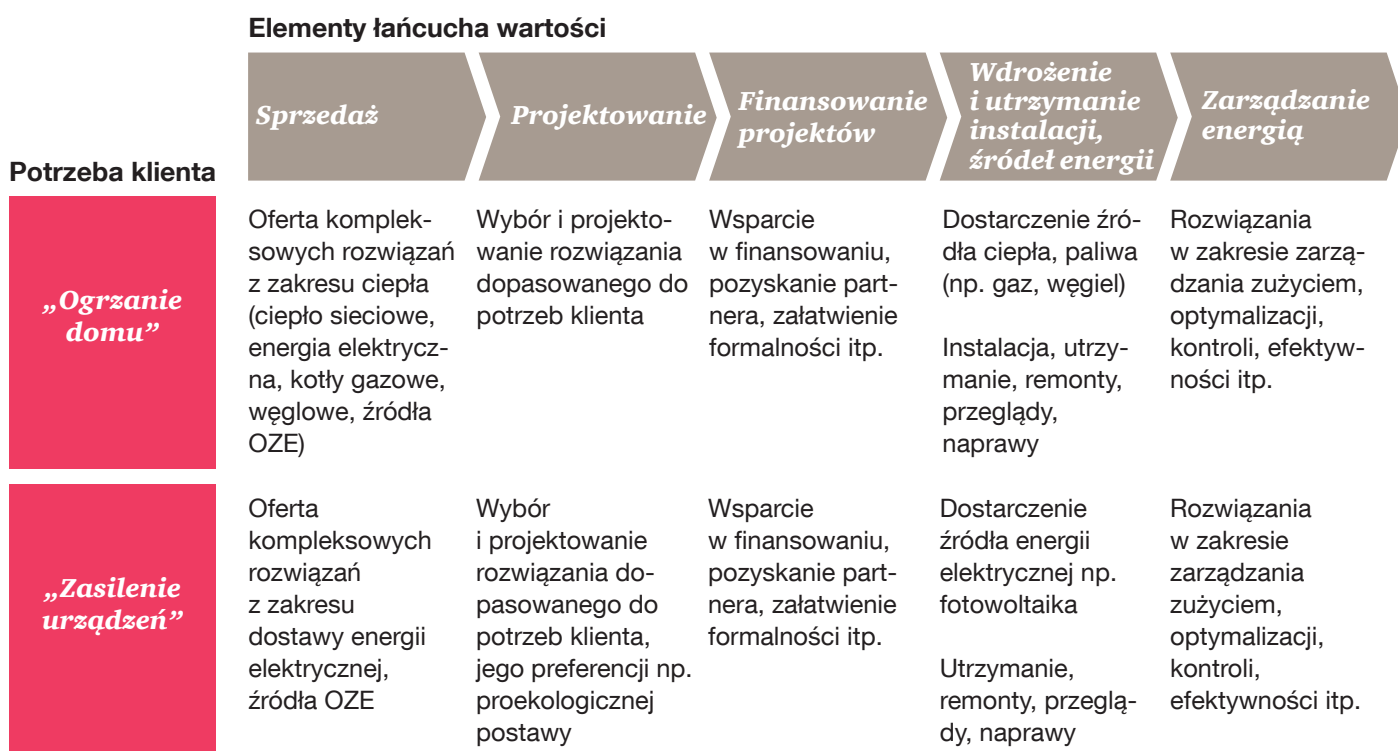
Inną możliwością jest budowa energetycznej propozycji wartości nastawionej na dostarczenie rozwiązania zabezpieczającego potrzeby energetyczne. To rozwiązanie potencjalnie obciążone wyższym ryzykiem biznesowym, daje firmie możliwość wykorzystania kompetencji energetycznych, posiadanych zasobów technicznych i wiedzy. Są to elementy trudne do skopiowania, które mogą dać firmie energetycznej trwałą przewagę konkurencyjną.

Przeprowadzona analiza wskazuje, że w krótkim okresie rozwój oferty produktowej może być atrakcyjnym kierunkiem rozwoju, ponieważ ogranicza ryzyko biznesowe, przynosząc dość szybko efekty. Jednak w długim horyzoncie czasowym konieczne jest budowanie trwałej przewagi konkurencyjnej.

## Czy rynek daje szansę na rozwój energetycznej propozycji wartości?

Energetyczna propozycja wartości wiąże się z dostarczeniem klientowi pełnego pakietu rozwiązań pozwalających zabezpieczyć jego potrzebę energetyczną, taką jak ogrzanie domu, mieszkania czy zasilanie urządzeń. Pakiet ten złożony jest z łańcucha wartości, poczynając od sprzedaży najlepszego rozwiązania np. energii/ instalacji/źródła energii, poprzez jego wdrożenie (instalacja urządzeń, eksploatacja itp.) na zarządzaniu kończąc.

### Przykłady kompleksowej propozycji wartości w energetyce



Źródło: Opracowanie PwC

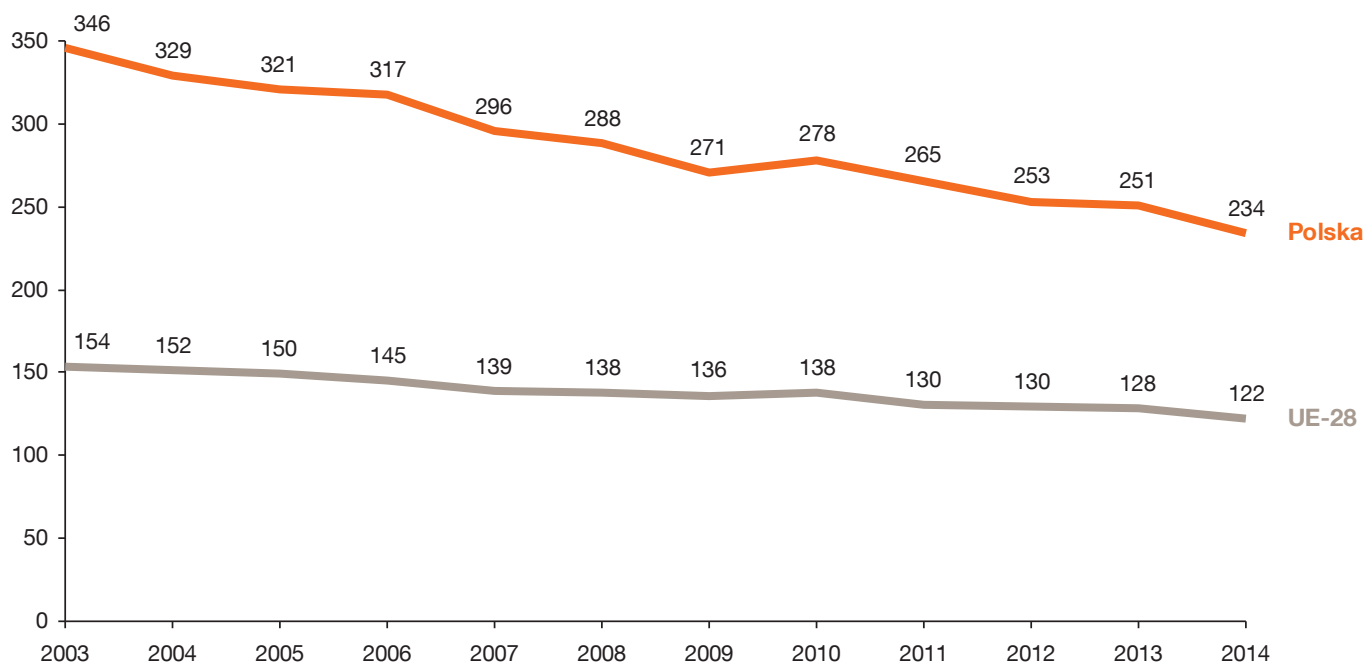
Rozwój energetycznej propozycji wartości jest bardziej skomplikowany niż cross-selling dodatkowych, nieskomplikowanych produktów. Decyzja o rozbudowie kompleksowych usług, często technicznych, pociąga za sobą szereg kosztów inwestycyjnych, szkolenia pracowników a także ryzyko. Z tego powodu konieczne jest zbudowanie odpowiedniej skali działalności lub właściwego modelu biznesowego tak, aby możliwe było pokrycie kosztów. Wiele wskazuje jednak, że uwarunkowania potencjału rynku sprzyjają budowie takiej propozycji wartości.

Dobrym przykładem jest wsparcie w zarządzaniu indywidualnym źródłem ciepła. W Polsce, około 60% odbiorców

w miastach i 4 % na wsi korzysta z ciepła sieciowego<sup>7</sup>, jednak zdecydowana większość bazuje na źródłach indywidualnych. Spectrum potencjalnych rozwiązań jest bardzo duże, dlatego fachowa pomoc firmy energetycznej może być pożądana. Firma ta może świadczyć usługi związane ze sprzedażą, instalacją i eksploatacją (np. dostawa paliwa) takiego źródła.

Dodatkowo z uwagi na fakt, że Polska gospodarka jest wciąż bardziej energochłonna niż gospodarki zachodnie, istnieje duży potencjał poprawy efektywności, który może być wspierany przez usługi firm energetycznych w obszarze zarządzania energią.

## Energochłonność PKB w Polsce oraz UE -28 (kgoe na 1000 EUR)<sup>1</sup>



1) W cenach z 2010 r.

Źródło: Opracowanie PwC na podstawie danych Eurostat

Dodatkowo, zmiana świadomości klientów, proekologiczna postawa jak również rozwój programów wsparcia dla działań proefektywnościowych (fundusze NFOŚiGW) dają szansę na rozwinięcie skomplikowanych usług technicznych w tym obszarze.

Oczywiście rozwój opłacalnego modelu biznesowego może wymagać zawiązania partnerstwa, chociażby w obszarach gdzie obecność lokalnej firmy jest istotna (np. utrzymanie instalacji). Jednak obserwacja uwarunkowań rynkowych wskazuje, że z punktu widzenia ogólnego potencjału rynku, pożądana skala działalności do rozwinięcia energetycznej propozycji wartości jest możliwa do osiągnięcia.

Podsumowując rynek od strony potencjału klientów jak również narzędzi wspierających daje możliwość rozwinięcia skomplikowanych kreujących wartość usług technicznych wchodzących w skład energetycznej propozycji wartości. Jest to szansa dla firm energetycznych do zdobycia trwałej przewagi konkurencyjnej.

## NFOŚiGW – Budżet wybranych programów 2015-2020



Źródło: Opracowanie PwC na podstawie danych NFOŚiGW

# Pokusa 6

## Musimy być digital

### **Czym jest pokusa konieczności bycia digital?**

Na pokusę bycia digital można spojrzeć z dwóch stron. Z jednej, bardziej powierzchownej, jest to chęć bycia postrzeganym przez konsumentów jako lider nowoczesnych technologii. Z drugiej, bardziej pragmatycznej strony, to chęć nastawienia organizacji na zwiększanie najszerzej pojętej efektywności funkcjonowania poprzez wykorzystywanie nowych technologii i w rezultacie uzyskanie pozytywnych wyników finansowych.

### **Skąd bierze się pokusa?**

Digitalizacja, czyli cyfryzacja, jest globalnym trendem ocenianym jako rewolucyjny. Organizacje biznesowe upatrują w niej szansę na rozwój, tak jak przy okazji wcześniejszych ekonomicznych rewolucji. Transformacja cyfrowa znajduje się więc na agendach największych spółek w kontekście podnoszenia efektywności i budowy przewagi konkurencyjnej.

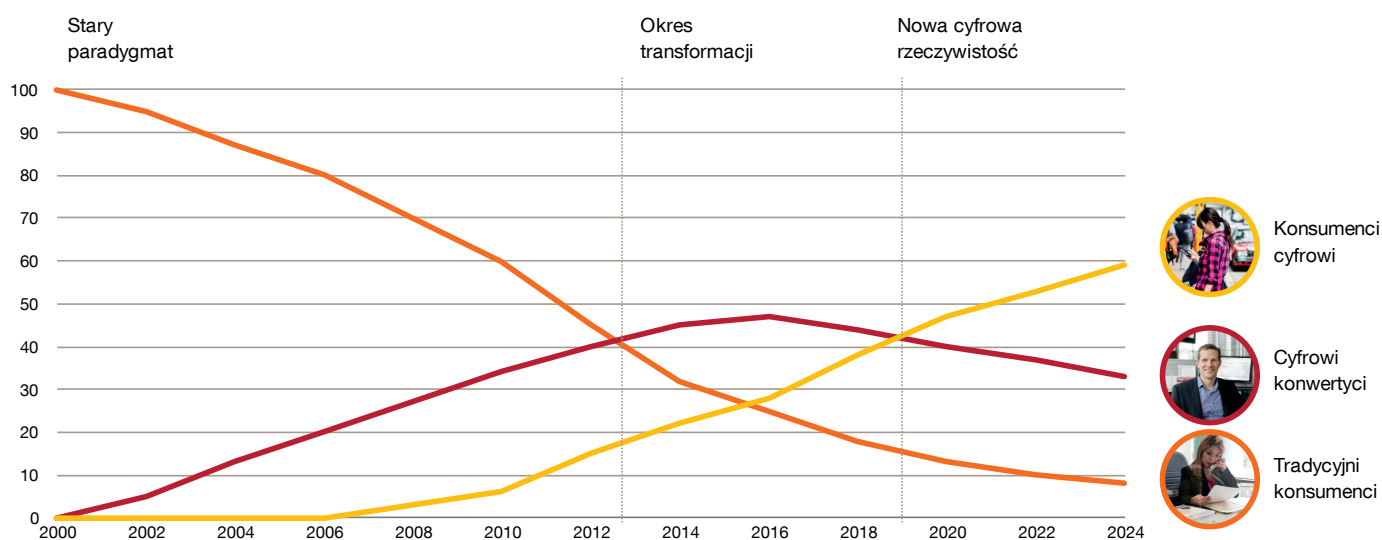
W corocznym badaniu prezesów największych firm na świecie z 2015 roku, 81% respondentów przyznało, że rozwój technologiczny jest największym wyzwaniem, a więc i szansą dla ich biznesu. W tegorocznej edycji badana liczba ta wzrosła aż do 90%<sup>8</sup>.

### **Czy powinno się jej ulec?**

Digitalizacja to nie moda ale konieczność. Nie można przejść obojętnie obok firm, które z niespotykanym wcześniej sukcesem, w krótkim czasie, zbudowały cały swój model biznesowy wokół technologii zaburzając status-quo całych branż. Do końca 2017 r. dwie trzecie prezesów chce mieć strategię transformacji cyfrowej wbudowaną w strategię korporacyjną.

Wszystkie branże ulegają pokusie cyfryzacji licząc na płynące z niej korzyści. To dziś temat numer jeden w dyskusjach związanych z ich rozwojem. W zależności od swojej charakterystyki każda branża wykorzystuje cyfryzację w innym stopniu. Dla firm z sektora energetycznego to duże wyzwanie. Branża ta ma swoje tempo zmian, które plasuje ją za czołówką liderów dojrzałości cyfrowej złożoną z banków, mediów, sektora dóbr konsumenckich, czy telekomunikacji. Jest to związane z historyczną specyfiką działalności. Energetyka była od zawsze silnie regulowanym rynkiem o wysokiej barierze wejścia i stronie podażowej, która przez wiele lat funkcjonowała jako monopol. Specyfikę zwiększa także fakt naturalnego braku substytutów produktu, jakim jest generowana energia elektryczna. Wszystko to sprawiło, że branża energetyczna nie koncentrowała swojej działalności na kliencie. Natomiast digitalizacja, która jest wpisana w DNA nowoczesnych, cyfrowych konsumentów, którzy już niebawem będą dominującą grupą na rynku, wpływa również na fizyczny świat przemysłu.

## Digitalizacja konsumenta




Źródło: Opracowanie PwC na podstawie publicznie dostępnych informacji i danych demograficznych

Firmy w ramach swoich strategii w dobie cyfryzacji znalazły się w różnym miejscu na mapie dojrzałości. Natomiast wszystkie dążą do stałego rozwoju w tym zakresie.

## Rozwój dojrzałości cyfrowej na przykładzie dużych firm z różnych sektorów

Dojrzałość cyfrowa		Sektor chemiczny	Energetyka, nafta i gaz	Rolnictwo	Motoryzacja	Dobra konsumenckie	Elektronika / IT
Pełna integracja digitalizacji do modelu biznesowego we wszystkich liniach biznesowych	<b>Lider digitalizacji</b>						Google Apple
Koordynowana współpraca nad tworzeniem nowych rozwiązań i zmianą modelu biznesowego dzięki digitalizacji	<b>Współpraca horyzontalna</b>				Tesla	Walmart	Granta Cisco
Centralne zarządzanie i inkubacja	<b>Pionowa integracja</b>			Agco John Deere	BMW	Nestle P&G	Samsung LG Philips
Centralna koordynacja digitalizacji	<b>Cyfrowy nowicjusz</b>	DOW Bayer	EdF Shell BP	Engie Chevron Wilmar Cargill	Audi GM VW	Unilver	
Zdecentralizowany, nieskoordynowane inicjatywy	<b>Poniżej poziomu nowicjusza</b>	DSM Du Pont Sinopec					

 Polska energetyka na krzywej rozwoju digitalizacji

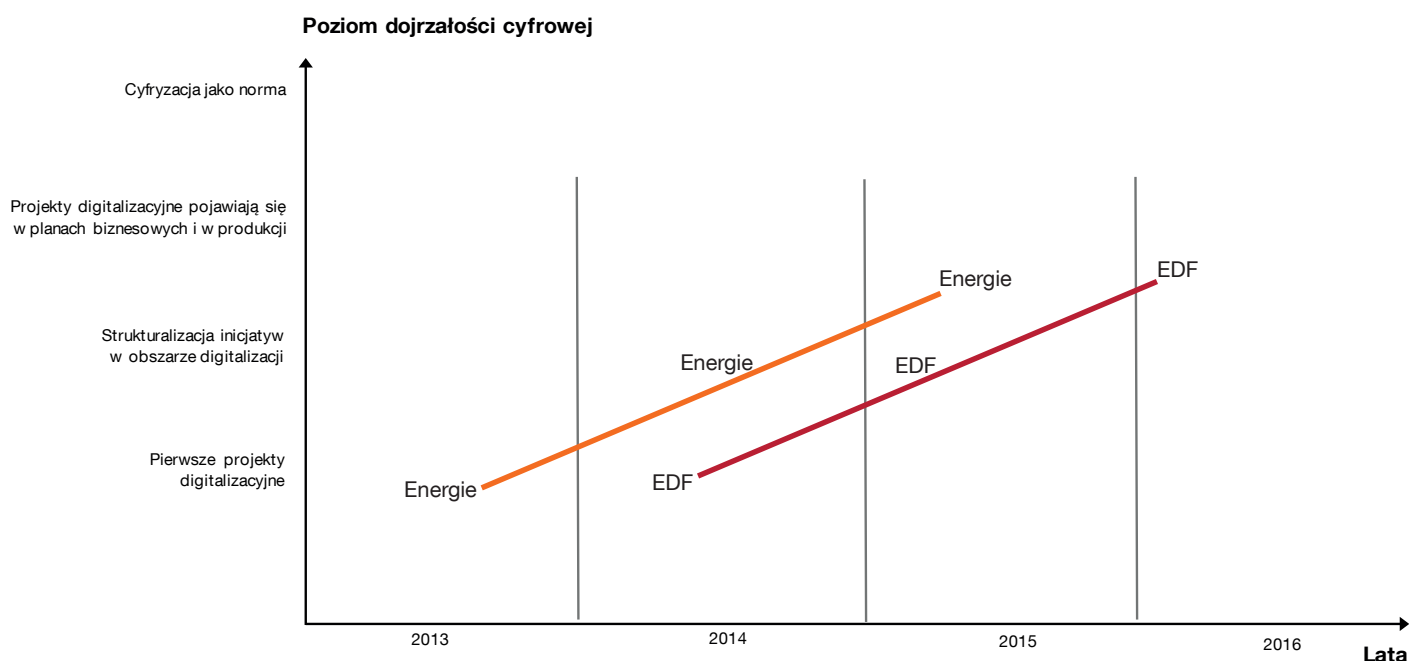
Źródło: Opracowanie PwC, Strategy&

## Integracja i modernizacja IT kluczowymi wyzwaniami

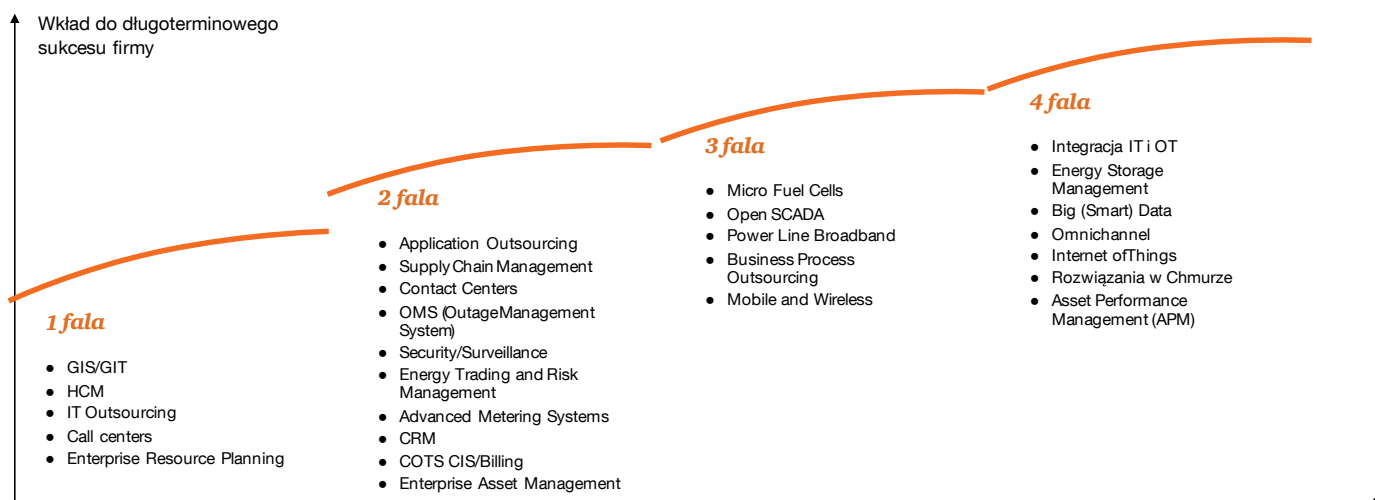
W polskim przypadku digitalizacja nałożyła się w czasie z programem technologicznej modernizacji polskiej energetyki. Jej punkt zwrotny to konsolidacja rynku energetycznego przeprowadzana w pierwszych latach XXI wieku. Podstawą modernizacji były postępujące uwalnianie rynku

energetycznego w kraju oraz szukanie oszczędności operacyjnej. Bardzo duże znaczenie miała także konieczność integracji wielu systemów i technologii w celu umożliwienia powiązania procesów biznesowych rozproszonych po wielu jednostkach w przedsiębiorstwie.

## Rozwój dojrzałości cyfrowej na przykładzie firm z sektora energetycznego



## Fale modernizacji technologicznej w globalnej energetyce, na które nałożyła się konsolidacja rodzimego rynku





---

Polskie przedsiębiorstwa energetyczne musiały zmierzyć się w krótkim czasie z wieloma falami modernizacji, które w globalnej energetyce następowały jedna po drugiej. Z wyzwaniem dogonienia technologicznego czołowych światowych organizacji z branży, polskie firmy energetyczne zmagają się, modernizując swoje środowisko technologiczne poprzez wdrażanie kolejnych rozwiązań informatycznych (IT – Information Technology) i systemów automatyki przemysłowej (OT – Operational Technology). Wśród wprowadzanych rozwiązań są:

- systemy klasy Customer Information Systems (CIS), czyli najczęściej rozwiązania łączące w sobie funkcjonalności systemów CRM i rozliczających klientów,
- systemy zarządzania danymi podstawowymi klientów (MDM, EDM itd.),
- narzędzia Business Intelligence (BI) umożliwiające zaawansowaną analitykę danych (Big Data, Smart Data),
- systemy do zarządzania treścią, najczęściej wykorzystywane w internecie, czyli Content Management Systems,
- zarządzanie produkcją,
- monitorowanie majątku i zarządzanie jego bezpieczeństwem (systemy klasy EAM - Enterprise Asset Management) umożliwiające serwis urządzeń przewidujący przyszłe usterki (Predictive / Condition based maintenance oraz Preventive maintenance).

### ***Budowa dojrzałości IT i dojrzałości digital powinny zachodzić równolegle***

Inicjatywy związane z wdrażaniem kolejnych rozwiązań często napotykają na problemy i nie kończą się pełnymi sukcesami. Występują chociażby opóźnienia w dostarczeniu korzyści biznesowych przez projekty, odstępstwa od założonych budżetów oraz rozdźwięk pomiędzy oczekiwaniami strony biznesowej, a dostarczonymi rozwiązaniami.

Doświadczenia z pierwszych wdrożeń szybko pokazały, że działy IT nie zawsze są nastawione na generowanie wartości biznesowej, funkcjonując jako typowe centra kosztu. Ich działania koncentrowały się wokół wyboru zadań IT i ich priorytetyzacji wynikającej z zastanych możliwości, umiejętności i kultury organizacyjnej, planów wdrożeń zorientowanych na wysiłek (np. czas i materiał), wydatkach skoncentrowanych na względnie krótkoterminowej i łatwej do wykonania pracy oraz niechęci do ryzyka i zmian wynikającej z kultury organizacyjnej.

Rosnąca świadomość technologii po stronie biznesowej i IT wykreowała naturalną potrzebę ukierunkowania się na tworzenie wartości dzięki technologii. W szczególności jest to: wybór zadań IT i ich priorytetyzacji wynikającej ze strategii biznesowej i priorytetów biznesowych, nacisk na zwrot z inwestycji i realizowanie korzyści biznesowych oraz wydatki skoncentrowane na pracy przynoszącej wartość biznesową niezależnie od zainwestowanego czasu i wysiłku.

Mimo postępującej zmiany sposobu myślenia o IT jako kreatora wartości, nadal dostrzegamy nieefektywności w niektórych obszarach jego działania. Kluczem jest brak wydajności na styku biznesu i IT w zasadach planowania i realizacji projektów. Nie bez znaczenia jest też brak jasnego podziału odpowiedzialności i zasad współpracy IT i OT wobec postępującego trendu integracji tych obszarów, brak wspólnego planowania map drogowych rozwoju technologii przez biznes i IT oraz niepełne wykorzystanie budżetów inwestycyjnych na technologie.

Budowanie dojrzałości cyfrowej wiąże się z dużymi programami wdrożeniowymi składającymi się z projektów o wysokim stopniu zależności, które zmieniają procesy biznesowe całych organizacji. Bez silnej współpracy strony biznesowej i technologicznej, a więc również bez nastawienia organizacji IT na wypełnianie strategii korporacyjnej m.in. poprzez budowę architektury korporacyjnej, przejście przez transformację cyfrową będzie utrudnione.

## Kluczowe czynniki sukcesu organizacji IT w erze digital



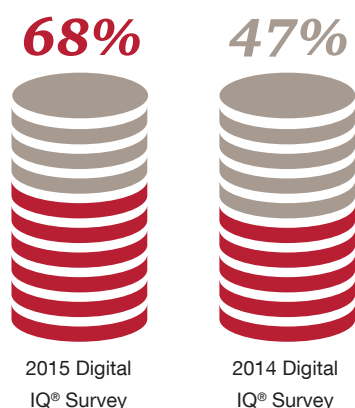
Źródło: Opracowanie PwC

## Polska energetyka w lepszej pozycji do dalszej budowy dojrzałości cyfrowej

Cyfryzacja to kompleksowe podejście do zmiany biznesowej z wykorzystaniem technologii. Nie dotyczy to tylko wdrożeń nowych systemów czy popularnych haseł jak Big Data, czy Customer Experience. Zmiany są o wiele głębsze i obejmują wykorzystanie technologii w działaniu całego przedsiębiorstwa: od podstawowej działalności operacyjnej, przez zarządzanie i bezpieczeństwo po elementy związane z produktami i usługami – szczególnie w obszarze klienta końcowego. Bycie digital to łączenie dwóch światów: biznesu i IT w celu wspólnej budowy wartości. Ten proces już się rozpoczął.

Zgodnie z badaniem PwC Global Digital IQ Survey technologia przestaje być domeną IT – już prawie 70% wydatków na technologie pochodzi spoza budżetów IT i ten trend się umacnia.

### Wydatki na technologie



Źródło: Opracowanie PwC

Co to oznacza? Technologia przenika do biznesu, a organizacje IT stają się kluczowym nośnikiem wiedzy o nowoczesnych rozwiązaniach, technologiach oraz innowacyjności. Zbierając z jednej strony wymagania ze wszystkich linii biznesowych, a z drugiej uczestnicząc w obiegu informacji o trendach cyfrowych, działy IT są w stanie oferować konkretne rozwiązania poprawiające mierniki biznesowe. Równolegle uwydatnia się rola biznesu jako sponsora i odpowiedzialnego właściciela rozwiązań, a nie tylko odbiorcy.

Dzięki doświadczeniom płynącym z dużych wdrożeń informatycznych takich jak systemy klasy CIS oraz optymalizacji funkcjonowania organizacji IT, polska energetyka będzie w lepszej pozycji do dalszej budowy dojrzałości cyfrowej. A korzyści dojrzałości są znaczne.

Perspektywa digitalizacji obejmuje cały łańcuch wartości – od wytwarzania, poprzez przesył, dystrybucję i sprzedaż, aż po coraz bardziej rozwijający się obszar „poza licznikiem” (behind the meter).

## Digitalizacja w energetycznym łańcuchu wartości

Dynamika wzrostu wartości zaczyna być dużo wyższa w segmencie poza licznikiem							
	Wytwarzanie	Przesył i dystrybucja	Sprzedaż hurtowa i detaliczna	Licznik	Behind-the-meter (BTM) – obszar poza licznikiem		
Motory zmiany wartości	<ul style="list-style-type: none"> <li>Zmiana roli firm energetycznych - od wytwórcy do gwaranta dostaw</li> <li>Niska użycie elektrowni konwencjonalnych</li> <li>Wzrost w priorytetowych źródłach odnawialnych</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Konieczność zwiększenia przepustowości sieci</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ostra konkurencja cenowa</li> <li>Wzrost wskaźnika rotacji (churn) klienta</li> <li>Rozwój rynku usług energetycznych i oferty produktowej</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Rozwój AMI w celu optymalizacji wzorców popytowych</li> <li>Nowe usługi w oparciu o analitykę danych</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Rosnąca konkurencja, większy wpływ konsumenta na rynek</li> <li>Dojrzewający rynek generacji rozproszonej, magazynowania energii i technologii samochodów elektrycznych</li> <li>Popyt na dane nt. zużycia</li> <li>Popyt na kompleksowe usługi dla domu</li> <li>Pojawienie się lokalnych sieci wyspowych</li> </ul>		
IT – technologia jako nośnik wartości i innowacyjności							
Technologiczne dźwignie wartości	<ul style="list-style-type: none"> <li>Monitoring danych w czasie rzeczywistym</li> <li>Centra dyspozycyjne monitoringu pracy źródeł</li> <li>Pozyskiwanie danych produkcyjnych i ich wykorzystanie w innych obszarach</li> <li>Automatyka zdalna oraz Smart Data Management</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Inteligentne sieci</li> <li>Monitoring majątku – smart dashboard</li> <li>Analityka przestrzenna</li> <li>GIS i wykorzystanie dronów</li> <li>3D printing – wykorzystanie w serwisowaniu sieci</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pricing dynamiczny</li> <li>Customer Journey Mapping i Omnichannel</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>AMI</li> <li>Inteligentne systemy zarządzające zużyciem energii</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Smart city</li> <li>Internet of Things</li> <li>Wykorzystanie geolokalizacji do świadczenia dodatkowych usług (np. ocena efektywności wykorzystania paneli fotowoltaicznych)</li> <li>Zarządzanie popytem i podażą na bazie całego wachlarza zmiennych</li> </ul>		

Źródło: Opracowanie PwC, Strategy&

W wyniku rozwoju technologii w ciągu kolejnej dekady może nastąpić skokowa zmiana w niektórych najważniejszych dla przemysłu energetycznego obszarach. Niektóre z przykładów takich trendów to: wzrost znaczenia rozproszonej generacji energii, spadający koszt rozwiązań w zakresie magazynowania energii na skalę masową, dynamiczne i bezpieczne mikrosieci, oraz wszechobecne urządzenia poza licznikami sieci. Klienci będą poszukiwać większego wyboru produktów i usług, większego stopnia współpracy oraz większej elastyczności w relacjach z firmami energetycznymi. Tendencje te wzmacnia wszędzie rozwój zastosowań szerokiego wachlarza technologii: od „internetu rzeczy” po drony.

Zmiany te prowadzą do transformacji w tradycyjnym modelu biznesowym przedsiębiorstw energetycznych. Mówiąc ogólnie, przedsiębiorstwa przechodzą od strategii skoncentrowanych na aktywach do rozwiązań koncentrujących się w większym stopniu na klientach.

Technologia	Zastosowanie
Internet of things	<ul style="list-style-type: none"> <li>Zdalne sterowanie urządzeniami AGD przez sprzedawców energii minimalizujące koszt prądu w gospodarstwach domowych (oszczędności dla gospodarstw domowych oraz eliminacja nadmiernego poboru prądu w godzinach szczytowego zużycia energii)</li> <li>Oferowanie taryf prądu uzależnionych od zdalnej kontroli urządzeń domowych</li> </ul>
Drony	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pomiar powierzchni dachów i elewacji budynków w celu oszacowania potencjału montażu ogniw fotowoltaicznych</li> </ul>
Druk 3D	<ul style="list-style-type: none"> <li>Drukowanie części zamiennych do przydomowych elektrowni wiatrowych lub instalacji fotowoltaicznych</li> </ul>

---

### ***Klient przede wszystkim***

W tym nowym środowisku przedsiębiorstwa energetyczne muszą zmienić sposób w jaki postrzegają je klienci - muszą stać się dla nich aktywnymi partnerami oraz dostawcami usług i rozwiązań, a nie tylko dostawcami energii.

Oczekiwania klientów wciąż rosną. Dziś kluczowe jest oferowanie coraz lepszych, spersonalizowanych usług, które rzeczywiście ułatwią klientom działalność i zwiększą jego lojalność. Bardzo ważny jest dostęp do usług i ich dostawców w każdym miejscu, o każdej porze i z każdego rodzaju urządzenia, w szczególności z urządzeń mobilnych.

Klienci energetyki oczekują podobnej jakości usług, jakiej doświadczają w branżach, gdzie klient i konkurencja o niego jest kluczowa dla rozwoju przedsiębiorstw. Dlatego energetyka powinna – i w coraz większym zakresie to robi – potraktować klienta jako swoje aktywo, równie ważne jak elektrownie czy sieci dystrybucyjne.

## ***Pokusa 7***

# Integrację w ramach grupy mamy już za sobą

### ***Czym jest pokusa wstrzymania procesu pogłębienia integracji grup energetycznych?***

Największe polskie koncerny energetyczne działają w grupach zintegrowanych pionowo. Od lat prowadzą proces integracji. Pokusa związana jest z brakiem kontynuacji działań integracyjnych w poczuciu, iż integracja została zakończona.

### ***Skąd bierze się pokusa?***

Procesy integracyjne charakteryzują się dużą złożonością. Ich realizacja wymaga głębokiego zaangażowania zasobów organizacyjnych. Jednocześnie w wyniku dotychczasowych działań udało się w dużej części grup energetycznych zaprojektować i wdrożyć model relacji pomiędzy „centralami” a spółkami parterowymi. Z tej perspektywy, centrale koncernów - kreatorzy zmian mogą uznać, że proces integracji został już zakończony.

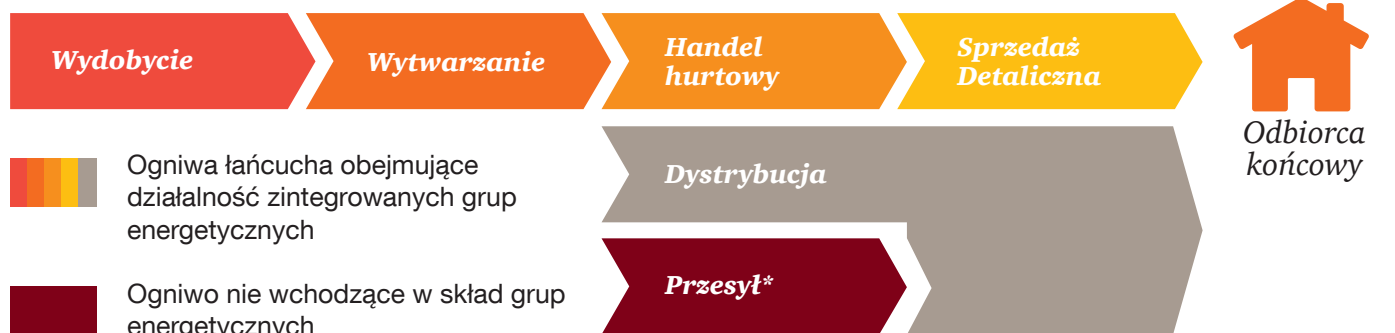
### ***Czy powinno się jej ulec?***

Należy zaznaczyć, iż sedno integracji to efektywna współpraca na poziomie operacyjnym pomiędzy spółkami parterowymi skutkująca poprawą efektywności funkcjonowania całej grupy. W konsekwencji, brak kontynuacji procesów integracyjnych może przełożyć się na utratę pozycji konkurencyjnej danej grupy. Utrzymanie bieżącego podejścia, polegającego na postrzeganiu procesu integracji przez pryzmat relacji centrala-spółki parterowe, będzie skutkowało wzmacnianiem struktur holdingowych, centralnego zarządzania, a przez to budową silosów na poziomie operacyjnym w ramach poszczególnych jednostek, linii biznesowych. Punkt ciężkości zostanie położony na tematy raportowania, kontrolingu i strategii, a nie operacji. Natomiast w skutecznie koordynowanej i zarządzanej współpracy na poziomie działalności operacyjnej jest potencjał budowania przewag, poprawy efektywności i realnej integracji.

## Polska perspektywa integracji

Największe polskie koncerny energetyczne funkcjonują jako podmioty zintegrowane pionowo. Swoim zakresem działalności obejmują cały energetyczny łańcuch wartości. Od wydobycia po sprzedaż do klienta końcowego.

## Energetyczny łańcuch wartości



\* Działalność przesyłowa realizowana jest wyłącznie przez niezależny podmiot PSE S.A.

Źródło: Opracowanie PwC

Ponieważ proces budowy zintegrowanych pionowo przedsiębiorstw energetycznych rozpoczął się w 2005 roku, wypracowały one model biznesowy przyjmujący jako jedno z podstawowych założeń integrację działalności. Procesy integracyjne realizowane były w zasadzie od początku funkcjonowania koncernów energetycznych. Dotyczyły one przede wszystkim:

- uporządkowania struktury kapitałowej i własnościowej – przedsiębiorstwa energetyczne reorganizowały grupy kapitałowe pod kątem ujednoczenia modelu korporacyjnego i budowy spółek lub grup spółek odpowiedzialnych za poszczególne obszary biznesowe. Działania w tym zakresie zazwyczaj obejmowały również podstawowe zmiany w zakresie organizacji wewnętrznej nowych podmiotów,
- budowy modelu korporacyjnego dotyczącego relacji pomiędzy centralą i spółkami zależnymi. Działania dotyczyły zazwyczaj obszarów niezbędnych z perspektywy sprawowania nadzoru właścicielskiego i kontroli działalności operacyjnej.



## Pierwszy krok już za nami

W wyniku prowadzonych działań zbudowano podstawy do jednolitego modelu funkcjonowania grup kapitałowych. W efekcie tak przeprowadzonej integracji kluczowe decyzje z perspektywy grupy kontrolowane, lub podejmowane są przez organy kolegialne, w których wiodącą rolę mają centrale. Przykładem takiego zintegrowanego obszaru mogą być np. zadania inwestycyjne. Spółki w znakomitej części wdrożyły rozwiązanie oparte o koncepcje komitetu inwestycyjnego, w skład którego mogą wchodzić przedstawiciele różnych spółek (linii biznesowych). Organ przygotowuje ostateczną rekomendację dla zarządu w zakresie decyzji inwestycyjnych. Natomiast spółki parterowe przygotowują wszelkie analizy i dokumenty niezbędne do wydania takiej rekomendacji.

Jednocześnie w spółkach zostały wdrożone rozwiązania dotyczące zagadnień zarządzania, raportowania i komunikacji na linii centrala – spółki parterowe, szczególnie w obszarze finansów (budżetowania, controllingu), raportowania, komunikacji i marketingu, zakupów, etc. Rozwiązania te oparte są o wewnątrzgrupowe procedury regulujące zadania i obowiązki oraz zasady współpracy.

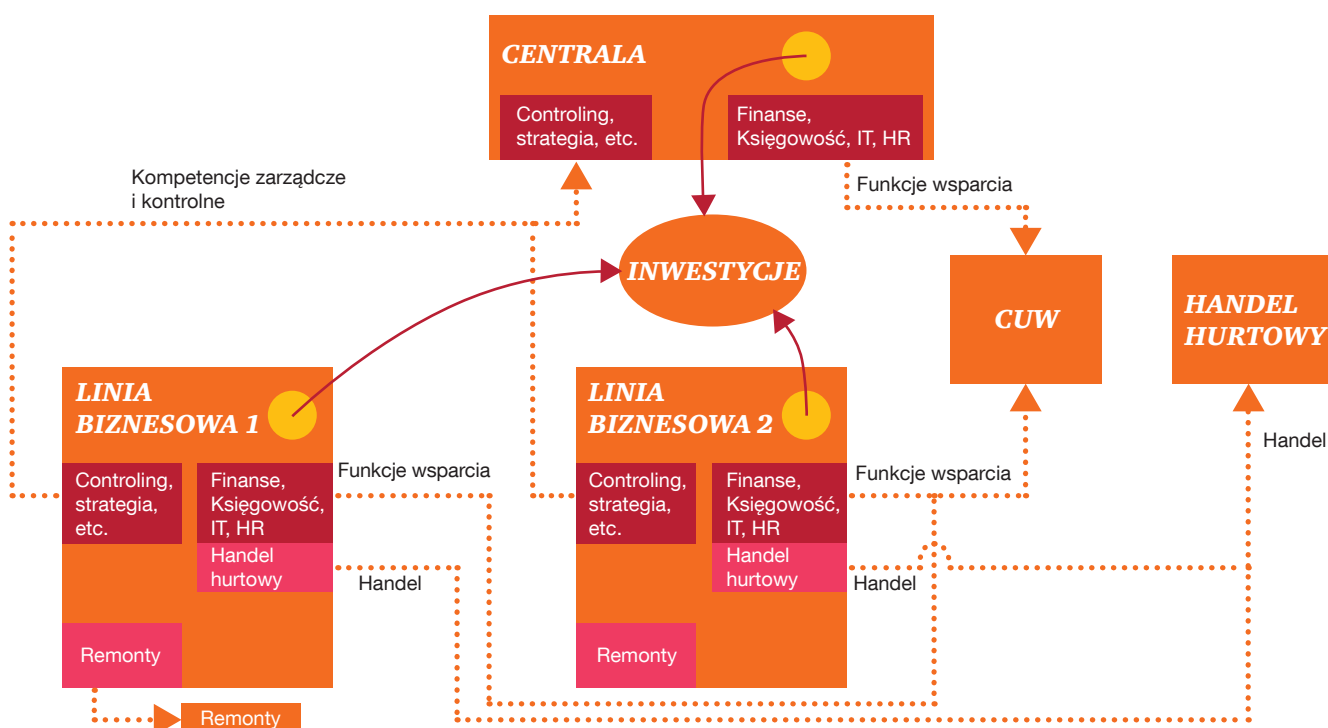
Razem z procesami integracji, grupy energetyczne rozpoczęły działania zmierzające do budowy centrów usług wspólnych (CUW). Mogą być one konstruowane w ramach istniejących podmiotów lub jako osobne spółki.

Co do zasady w ramach CUW skupiane są zadania i kompetencje w obszarze finansów i księgowości, obsługi kadrowo-płacowej, IT, obsługi klienta. Budowa CUW jest przyczynkiem do podejmowania działań optymalizacyjnych i proefektywnościowych związanych z korzyściami skali.

Obszarem integracji był również handel hurtowy. Wszystkie krajowe koncerny energetyczne wdrożyły rozwiązania organizacyjne oparte o jeden punkt kontaktu z rynkiem energii elektrycznej. Zarówno kontraktacja źródeł wytworczych, jak również obsługa klientów kluczowych i zapewnienie energii elektrycznej dla struktur sprzedaży do klientów masowych realizowana jest w ramach jednej organizacji.

W obszarze operacyjnym niektóre grupy podjęły działania związane z integracją i wydzieleniem służb remontowych. Dotychczas takie działania prowadzone były przede wszystkim w ramach poszczególnych linii biznesowych. Niekiedy obejmowały one służby remontowe w całej grupie (np. służby obsługujące wydobywanie, produkcję energii elektrycznej i dystrybucję). Jako argumenty wspierające takie podejście podnoszona była zazwyczaj kwestia indywidualnej specyfiki danej linii biznesowej, unikalności posiadanych lub wymaganych kompetencji i w konsekwencji braku potencjalnych synergii.

## Model integracji grup energetycznych



---

Z pewnością powyższe działania wspierają koncepcję integracji opierając się o centralizację i w takim podejściu grupy energetyczne upatrywały potencjalnych korzyści, przede wszystkim wynikających z efektów skali. Dodatkowo, zadaniem tych działań było wdrożenie narzędzi skutecznej kontroli, możliwości zarządzania i wpływu na kierunek rozwoju grupy z perspektywy centrali. W mniejszym stopniu mają one za zadania uwolnić synergie związane z posiadaniem w ramach koncernu energetycznego pełnego łańcucha wartości. Aby to było możliwe, niezbędna jest integracja na poziomie operacyjnym. W wyniku takiej integracji możliwe jest zarządzanie grupą i marżą osiąganą przez grupę z perspektywy całego łańcucha wartości.

### **Zarządzanie wzdłuż łańcucha wartości**

Z jednej strony zmiany na rynku energii elektrycznej i w jego bezpośrednim otoczeniu powodują spadek cen energii, a koncerny energetyczne notują spadek marż. Z drugiej zaś firmy muszą stawić czoła szeregowi wyzwań inwestycyjnych związanych z odbudową posiadanych aktywów produkcyjnych, dystrybucyjnych, wydobywczych. Przekłada się to na zwiększoną presję na efektywność operacyjną grup energetycznych, w czym upatrywana jest, zresztą słusznie, możliwość poprawy sytuacji ekonomicznej i pozycji konkurencyjnej.

Pierwszym krokiem, wykonanym w ramach poprawy efektywności były rewizje modeli biznesowych spółek i jasny podział linii biznesowych koncernów pomiędzy centra kosztów i centra zysku. Na tej podstawie opracowywane są założenia i kierunki działań dla poprawy efektywności.

Prowadzone programy optymalizacyjne realizowane są przede wszystkim w dwóch aspektach:

- opisanym powyżej procesie centralizacji, dotyczącym przede wszystkim funkcji zarządczych i wsparcia oraz
- programach proefektywnościowych realizowanych w ramach poszczególnych linii biznesowych.

Podstawą do prowadzonych działań optymalizacyjnych było przekonanie o istnieniu wielu prostych rezerw w ramach poszczególnych linii biznesowych, których uwolnienie pozwoli na ograniczenie kosztów funkcjonowania. Programy poprawy efektywności były nakierowane na redukcję kosztów działalności i niejednokrotnie dotyczyły przede wszystkim redukcji zatrudnienia. Dodatkowo programy te powiązane były z celami kosztowymi stawianymi zarządom linii biznesowych (spółek parterowych), które właśnie w redukcji zatrudnienia upatrywały najprostszą metodę spełnienia tych celów.

Powyższe działania przyniosły rezultaty w obszarze kosztów. Jednakże równoległe do poprawy parametrów finan-

sowych przekładały się na wzmacnianie, powstałych ze względów historycznych, wewnętrznych silosów organizacyjnych. W konsekwencji, prowadzone działania integracyjne, mimo iż zapewniły sprawną komunikację i współpracę na linii centrala – spółki parterowe - w praktyce działały przeciw inicjatywom kooperacyjnym pomiędzy poszczególnymi liniami biznesowymi. Prowadziły one do postrzegania procesu integracji przez pryzmat relacji z centralą i dążenia spółek parterowych do zachowania status quo w innych obszarach funkcjonowania (nieobjętych centralizacją).

Na podstawie obserwowanych przez nas praktyk grup energetycznych można zauważyć, iż w zasadzie nie są prowadzone programy integracyjne, których zadaniem byłaby poprawa efektywności współpracy pomiędzy poszczególnymi spółkami parterowymi lub liniami biznesowymi. Takie inicjatywy dotyczyć powinny przede wszystkim bieżących kwestii operacyjnych, codziennej współpracy pomiędzy liniami biznesowymi, wykorzystania wspólnych zasobów, etc. Wynika to z faktu, iż w ramach grup energetycznych podstawą działania są funkcjonujące od wielu lat wewnętrzne procesy operacyjne, zamykające się w ramach jednej linii biznesowej, a czasem nawet w ramach jednej spółki z danej linii biznesowej. Dotychczas jedynie w ograniczonym stopniu podjęte zostały działania, których celem byłaby horyzontalna integracja procesów biznesowych i reguł funkcjonowania.

Zarządzanie wzdłuż łańcucha wartości polega na optymalizacji horyzontalnych procesów biznesowych. Z jednej strony nie angażują one centrali grupy energetycznej, z drugiej zaś mają duży wpływ na jej wyniki. Zazwyczaj procesy te pozostawiane są bez szczególnego nadzoru ze strony spółki matki, jako że kojarzone są z bardzo „technicznymi” aspektami działalności operacyjnej. Do procesów tego typu możemy zaliczyć:

### **Planowanie dostaw energii i produktów powiązanych**

Ten proces jest, co do zasady, scentralizowany i zarządzany horyzontalnie we wszystkich grupach energetycznych. Wiodącą rolę w przygotowywaniu planów ma zazwyczaj funkcja handlu hurtowego, jako jedyny punkt kontaktu z rynkiem. Na podstawie oczekiwań rynkowych dotyczących rozwoju rynku, zawartych kontraktów handlowych (na rynku hurtowym i detalicznym), potrzebach zgłaszanych przez segment dystrybucji na energię na pokrycie strat sieciowych, przygotowywane są plany dla energii elektrycznej i produktów powiązanych.

Praktyka wskazuje, iż mimo że proces planowania dostaw energii elektrycznej i produktów powiązanych wydaje się być prawidłowo zaimplementowany w organizacjach,

---

w dalszym ciągu nie obejmuje on wszystkich, kluczowych elementów współpracy pomiędzy liniami biznesowymi. Weryfikując stan integracji takiego procesu należy zastanowić się nad odpowiedziami, m.in. na następujące pytania:

- czy proces planowania produkcji jest w stanie determinować harmonogram prac eksploatacyjnych i remontowych? Prace remontowe zgłaszane do OSP jedynie w wyjątkowych sytuacjach mogą podlegać przesunięciom. Dzieje się tak zazwyczaj z przyczyn związanych ze stabilnością KSE. Natomiast mniejsze prace remontowo-eksploatacyjne mogą być optymalizowane z perspektywy sytuacji rynkowej. Prawidłowo wdrożony i zintegrowany proces planowania powinien zapewnić funkcji handlu hurtowego wpływ na harmonogramy mniejszych prac remontowych i eksploatacyjnych, aby maksymalnie wykorzystywać sytuację rynkową,
- czy proces planowania dostaw energii elektrycznej i produktów powiązanych obejmuje kwestie związane z optymalizacją logistyki paliw i stanów zapasów paliw? - Jednym z elementów, które powinny być brane pod uwagę w procesie planowania jest aspekt zaopatrzenia w paliwa, a w szczególności kwestia kontraktowania i realizacji dostaw paliw oraz zapasów paliw przechowywanych zarówno w kopalniach, jak i przy jednostkach wytwórczych. Nasze obserwacje wskazują, iż zazwyczaj szczególna uwaga poświęcana jest stabilności zaopatrzenia w paliwo. Drugorzędnym tematem jest natomiast optymalizacja procesu logistycznego i magazynowania oraz ich kosztu. Prawidłowo zintegrowany proces planowania powinien umożliwić optymalizację wolumenów zakupu, planów dostaw i zapasów również z perspektywy ich kosztów,
- czy system monitorowania wykonania planu w aspekcie finansowym pozwala na śledzenie wartości dodanej przez poszczególne ogniwa łańcucha wartości? Zazwyczaj systemy kontrolingowe monitorują działalności poszczególnych jednostek biznesowych. W przypadku podejścia horyzontalnego powinny one umożliwiać bieżący monitoring wartości dodanej przez poszczególne ogniwa łańcucha wartości, tak aby możliwe było lepsze i skuteczniejsze planowanie, weryfikacja wykorzystania szans rynkowych i potencjału optymalizacji operacyjnej, etc. System planowania powinien być tak skonstruowany, aby plany były aktualizowane regularnie i uwzględniały faktyczne wykonanie zarówno w części technicznej, jak i, a może przede wszystkim w części finansowej.

### **Zarządzanie majątkiem wytwórczym**

Proces zarządzania majątkiem jest zazwyczaj realizowany osobno przez poszczególne linie biznesowe, a jego integracja ogranicza się do kwestii budżetowych. Należy jednak zaznaczyć, iż proces ten jest jednym z kluczowych procesów operacyjnych, które mogą być postrzegane przez pryzmat całego łańcucha wartości. Po skutecznej integracji horyzontalnej proces ten powinien być jednorodny i obejmować swoim zakresem wszystkie jednostki operacyjne przedsiębiorstwa energetycznego. Zintegrowanie procesu zarządzania aktywami pozwala m.in. na:

- pełną koordynację planów remontowych pomiędzy liniami biznesowymi. Szczególnie istotna jest tutaj interakcja procesu zarządzania majątkiem z procesem planowania produkcji. Jednocześnie w ramach zintegrowanego procesu zarządzania majątkiem wszystkie przedsięwzięcia remontowe i inwestycyjne prowadzone są w taki sposób, aby maksymalnie skrócić czas łącznej ograniczonej dyspozycyjności aktywów,
- lepsze wykorzystanie posiadanych kompetencji technicznych, inżynierskich, diagnostycznych, nadzorczych w ramach organizacji. W zintegrowanym procesie zarządzania majątkiem kompetencje techniczne służb remontowych ze wszystkich jednostek organizacyjnych pozostają w wyłącznej dyspozycji jednej jednostki organizacyjnej. Pozwala ta na optymalizację wykorzystania tych kompetencji pomiędzy poszczególnymi liniami biznesowymi, np. poprzez zwiększenie liczby zadań remontowych realizowanych własnymi siłami i rezygnację z usług obcych w tym zakresie,
- lepsze wykorzystanie posiadanych zasobów sprzętowych, maszyn i urządzeń. Ten sam sprzęt służący dotychczas wyłącznie jednej linii biznesowej może być wykorzystywany przez inne linie biznesowe. Może to prowadzić do optymalizacji posiadanego parku maszynowego i zasobów urządzeń oraz do zastępowania usług obcych własnymi,
- możliwość osiągnięcia korzyści skali w procesach kontraktacji usług remontowych. Integracja horyzontalna może być dodatkowym impulsem dla dalszej optymalizacji i integracji procesów zakupowych w obszarze majątkowym.

---

### **System pomiaru efektywności (KPI) jako warunek konieczny wdrożenia modelu zarządzania wzdłuż łańcucha wartości**

Powszechną praktyką rynkową zintegrowanych i dojrzałych przedsiębiorstw energetycznych jest budowanie systemu wskaźników KPI zgodnie z podziałem ról i obowiązków poszczególnych linii biznesowych w ramach grupy. Przykładowo funkcja handlu hurtowego odpowiedzialna jest zazwyczaj za wynik grupy, podczas gdy segmenty wytwarzania i wydobycia za koszty stałe.

Bez względu na architekturę systemu KPI podstawową zasadą, którą kierują się dojrzałe przedsiębiorstwa energetyczne jest alokowanie do poszczególnych linii biznesowych takiego zespołu wskaźników, na których poziom dana linia biznesowa ma faktyczny wpływ. Przykładowo, segmenty wytwarzania nie są odpowiedzialne za koszt zmienny produkcji, czy też za wynik grupy, lecz jedynie za poziom kosztów stałych. Dodatkowo segment wytwarzania odpowiedzialny jest zazwyczaj za odpowiednią dyspozycyjność urządzeń wytwórczych, lecz poziom tego KPI uzależniony jest od polityki grupy. Wskaźnik dotyczący dyspozycyjności jest bowiem w opozycji do KPI dotyczącego kosztów stałych.

System pomiaru efektywności przyjęty przez przedsiębiorstwo energetyczne może wspierać lub blokować zarządzanie wzdłuż łańcucha wartości. Wskaźniki, które powinny być podstawą do oceny efektywności poszczególnych linii biznesowych powinny uwzględniać budowanie wartości dodanej dla grupy energetycznej i promować współpracę w ramach kluczowych procesów horyzontalnych realizowanych w ramach przedsiębiorstwa energetycznego.

W konsekwencji, poza standardowym zestawem wskaźników kosztowych, produkcyjnych, etc., podstawą systemu mogą być KPI dotyczące procesu planowania dostaw energii elektrycznej i produktów powiązanych i poziomu wykonania planów, współpracy w zakresie remontów (harmonogramów), dyspozycyjności mocy wytwórczych uwzględniających cały łańcuch dostaw, etc.

---

# Kontakty

---



Dorota Dębińska- Pokorska  
**Lider Grupy Energetycznej**  
Tel.: +48 502 184 883  
E-mail: dorota.debinska-pokorska@pl.pwc.com



Jan Dziekoński  
**Ekspert Grupy Energetycznej**  
Tel.: +48 519 504 286  
E-mail: jan.dziekonski@pl.pwc.com



Michał Gawrysiak  
**Ekspert Grupy Energetycznej**  
Tel.: +48 502 184 796  
E-mail: michal.gawrysiak@pl.pwc.com



Jan Biernacki  
**Ekspert Grupy Energetycznej**  
Tel.: +48 519 506 582  
E-mail: jan.biernacki@pl.pwc.com



Magdalena Sarzyńska  
**Rozwój Biznesu Grupy Energetycznej**  
Tel.: +48 519 507 153  
E-mail: magdalena.sarzynska@pl.pwc.com

