

KONIEC TRADYCYJNEJ ENERGETYKI?

– JAK WYGRAĆ W DOBIE ZMIAN

Raport PwC i ING Banku Śląskiego

Kwiecień 2015



Szanowni Państwo,

oddajemy w Wasze ręce już 5. edycję naszego raportu. Główne zagadnienia omówione w tym dokumencie nie wiążą się z tymi, które stanowiły priorytet jeszcze 5 lat temu. Zmieniła się istotnie elektroenergetyka – z działalności o ograniczonym ale przynoszącym pewne zyski profilu stała się biznesem jak każdy inny, gdzie możliwe są ponadprzeciętne profity, ale i nie da się wykluczyć bankructw.

To właśnie teraz na naszych oczach największe koncerny energetyczne zmieniają swoje strategie, aby przeżyć na rynku. Otoczenie zewnętrzne wytworzyło warunki, w których tradycyjny model przedsiębiorstwa elektroenergetycznego przestał się sprawdzać. Zmiana stała się faktem.

Każdy kraj z nieco odmienną intensywnością jest dotykany tą transformacją, która dotyczy trendów w segmentach wytwarzania konwencjonalnego, dystrybucji i sprzedaży energii. Można dyskutować, czy kierunki zmian na świecie powinny stanowić już dziś rozwiązania także dla Polski, czy też nasza energetyka jest inna, dostosowana do krajowych czynników. Bez wątplenia jednak zmiany dotykające europejską energetykę są już obserwowane u nas.

Przyrost źródeł odnawialnych powoduje, iż zmniejsza się przestrzeń dla konwencjonalnych elektrowni systemowych – musi ich pracować mniej lub pracują znacząco poniżej swoich zdolności produkcyjnych. Z perspektywy wytwórcy konwencjonalnego efektem ubocznym jest również presja na spadek ceny energii elektrycznej. Oznacza to, iż nie dla wszystkich obecnych wytwórców konwencjonalnych będzie miejsce w systemie – pozostaną tylko ci z najniższymi kosztami operacyjnymi.

Rola Operatora Systemu Dystrybucyjnego (OSD) z racji monopolu naturalnego nadal będzie musiała się charakteryzować neutralnością – ale aktywną. Z jednej strony dystrybutor musi poradzić sobie ze wzrostem w sieci źródeł niesterowalnych czy transferem inteligentnej informacji o kliencie. Z drugiej strony musi robić „więcej za mniej” czyli radzić sobie z presją kosztową regulatora. Tylko inteligentni i efektywni OSD mogą „wygrać” na rynku.

Klient jest w centrum uwagi. Doczekaliśmy czasu, kiedy klient myśli o energii elektrycznej jako o produkcie i jest świadomy, że może wybierać sprzedawcę. Z perspektywy sprzedawcy stwarza to nowe możliwości, ale również generuje nowe zagrożenia. Energia elektryczna nie jest już produktem samym w sobie – konkuruje również dodatkowymi produktami i usługami, a nowym obszarem konkurencji staje się doświadczenie klienta, czyli specjalna relacja pomiędzy firmą a klientem. Również rynek energii elektrycznej przestaje być rynkiem tylko graczy historycznych – pojawiają się nowe podmioty oraz konkurenci z innych branż posiadający doświadczenie w sprzedaży dla klienta masowego.

Aby przetrwać czy wygrać w nowej rzeczywistości, która zmienia obraz tradycyjnej energetyki, konieczne jest wdrożenie w różnych obszarach biznesowych strategii pozwalających zaadaptować się do nowych warunków rynkowych.

Na łamach niniejszego raportu prezentujemy tezy do strategii firm na rynku energii elektrycznej. Niektóre z nich są kontrowersyjne, ale w naszej ocenie jak najbardziej realne. Stopień realizacji tych strategii zadecyduje o tym, którzy gracze wygrają na rynku, a którzy będą walczyć o przetrwanie. Przykłady działań firm międzynarodowych w odpowiedzi na trendy występujące także w polskiej energetyce świadczą o tym, że niemożliwe będzie utrzymanie status quo.

Zapraszamy do lektury!

Piotr Łuba

Partner Zarządzający Doradztwem Biznesowym
Lider Grupy Energetycznej
PwC

Kazimierz Rajczyk

Dyrektor Zarządzający
Sektorem Energetycznym
ING Bank Śląski

Spis treści

NOWA TWARZ EUROPEJSKIEJ I POLSKIEJ ELEKTROENERGETYKI	7
Zmiana zasad gry na rynku elektrowni konwencjonalnych	8
Ograniczanie miejsca w systemie dla elektrowni konwencjonalnych	9
Presja na spadek hurtowych cen energii elektrycznej	12
Nowa rola operatorów systemu dystrybucyjnego	14
Elastyczność sieci w obliczu rozwoju odnawialnych źródeł energii	14
Aktywna neutralność – nowa rola dystrybutorów w kształtowaniu otoczenia biznesowego	15
Więcej za mniej – presja kosztowa ze strony klienta i Regulatora	16
Energia elektryczna jako produkt	18
Cena energii elektrycznej – główny nośnik wartości dla klienta	20
Dodatkowe produkty i usługi – budowanie marży	21
Doświadczenia klienta – nowy obszar konkurencji	22
FUNDAMENTY NOWYCH STRATEGII RYNKOWYCH	25
Rynek wytwórczy	26
Pewna praca w „podstawie”	26
„Żegnaj podstawo”, czyli jak przeżyć w systemie	26
„Must run”	27
Operatorzy systemu dystrybucyjnego	28
Inteligentni OSD	28
Efektywni OSD	28
OSD jako dystrybutor informacji, a nie tylko energii	29
Sprzedaż	30
Poznanie i zarządzanie bazą klientów	30
Inteligentne partnerstwo	31
Budowa „energetycznej” propozycji wartości	32



Nowa twarz europejskiej i polskiej elektroenergetyki

Ostatnie kilka lat to okres, kiedy wszystkie rynki energii elektrycznej w Europie podlegają istotnym przeobrażeniom, różnicuje je jedynie zakres oraz tempo zmian. Cechą wspólną są trzy trendy, których siła wymusza konieczność dostosowania tradycyjnych modeli biznesowych grup energetycznych do zmieniającej się rzeczywistości:

- **Trend 1 – Stagnacja rynku wytwarzania konwencjonalnego** – skutkująca trwałym zmniejszeniem wartości aktywów bądź decyzjami o ich sprzedaży. Trend ten widoczny w dużo mniejszym stopniu na rynku polskim będzie wymagał dostosowania strategii graczy na rynku wytwórczym.
- **Trend 2 – Przypisanie nowych ról operatorom systemu dystrybucyjnego (OSD)** – rozwój odnawialnych źródeł energii (OZE) oraz nowe obowiązki OSD wymuszają na graczach daleko idące inwestycje w sieć dystrybucyjną oraz konieczność stworzenia platformy do współpracy i wymiany informacji z odbiorcą.
- **Trend 3 – Rozwój oferty produktowej na rynku sprzedaży energii elektrycznej** – energia elektryczna przestała być traktowana przez odbiorców końcowych i spółki energetyczne jako dobro publiczne, a stała się produktem na rynku. Aby konkurować na rynku, sprzedawcy muszą zbudować zachęcającą propozycję wartości dla zróżnicowanych grup klientów.

Zmiana zasad gry na rynku elektrowni konwencjonalnych

Europejskie rynki wytwarzania energii elektrycznej doprowadziły do zmiany zasad gry dotyczących budowania rentowności inwestycji na rynku wytwarzania konwencjonalnego. Dotychczasowe zasady, w których relatywnie tanie źródło mogło liczyć na miejsce i pracę w systemie, może nie znajdować dziś uzasadnienia. W konsekwencji wytwarzanie konwencjonalne w Europie Zachodniej przestało być kreatorem istotnej wartości dodanej dla międzynarodowych koncernów energetycznych. Nie jest ono bowiem w stanie konkurować na szeroką skalę z uprzywilejowanymi w systemach energetycznych i wspieranymi finansowo OZE, które:

- ograniczają miejsce w systemie dla jednostek konwencjonalnych, wypychając energetykę konwencjonalną ze stosu (tzw. „merit order”), ograniczając wolumeny produkcji tych źródeł,
- wywołują silną presję na spadek hurtowych cen energii elektrycznej ze względu na niski koszt zmienny produkcji, w praktyce bliski zeru.

W konsekwencji konwencjonalni wytwórcy zmagają się z bardzo niską lub wręcz ujemną rentownością działalności wytwórczej. Dodatkowo, źródła konwencjonalne stoją przed kolejnymi wzrostami kosztów produkcji, które wynikać będą z zaostrzonych norm dotyczących ochrony środowiska w zakresie emisji zanieczyszczeń do atmosfery

(BREF LCP) i ograniczaniem emisji CO₂ (Faza 3 i 4 EU ETS, w których elektroenergetyka, co do zasady, nie otrzymuje i nie będzie otrzymywała darmowych uprawnień do emisji).

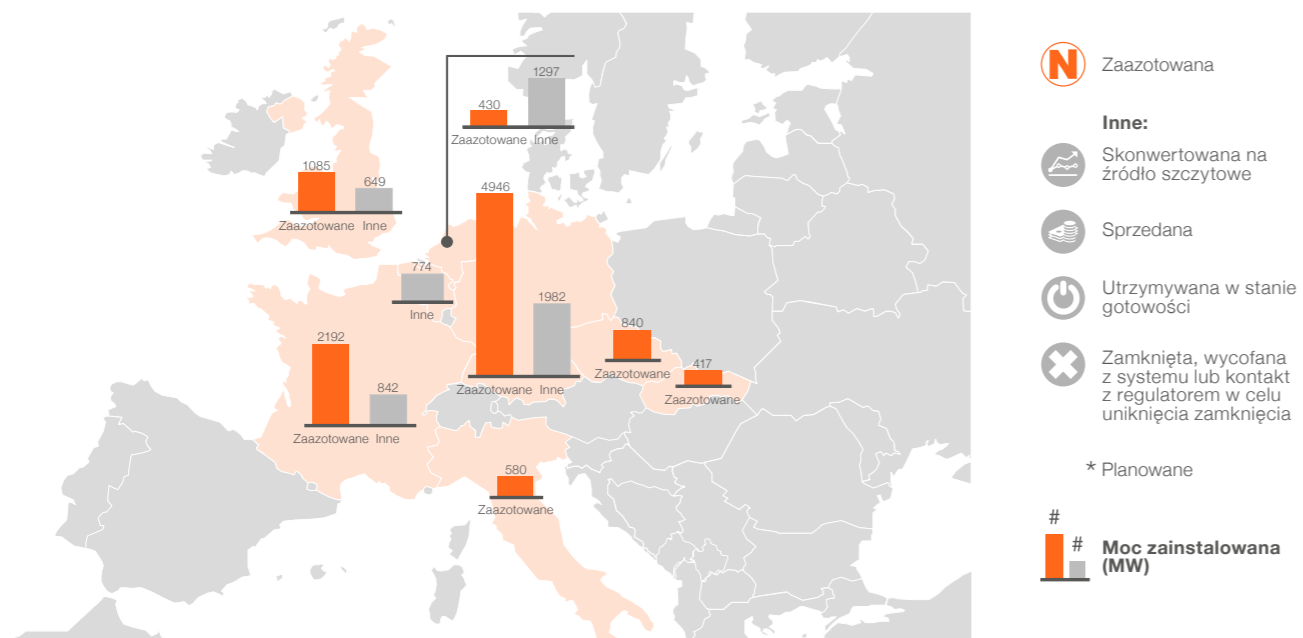
W wielu przypadkach duże zasoby wytwarzania konwencjonalnego są istotnym obciążeniem dla przedsiębiorstw energetycznych. Dlatego poszukują one rozwiązań, strategii przetrwania na zmieniającym się rynku energetycznym i podejmują działania restrukturyzacyjne i reorganizacyjne mające na celu poprawę swojej sytuacji finansowej.

- Koncerny upatrują sposobów na przetrwanie w postaci:
- sprzedaży aktywów,
 - zamykania produkcji w nierentownych jednostkach, przede wszystkim gazowych,
 - całkowitej zmiany modeli biznesowych.

Na poniższej ilustracji przedstawiono wykaz jednostek wytwórczych opalanych gazem, w których wstrzymano produkcję z uwagi na brak rentowności.

Problemy rynków zachodnioeuropejskich dotyczą również rynku polskiego, jednak różnice w skali rozwoju OZE, mikrogeneracji i w strukturze rynku sprawiają, że na ten moment gracze obecni w segmencie elektrowni systemowych nie są zmuszani do podejmowania radykalnych działań.

Wycofania mocy wytwórczych w elektrowniach opalanych gazem z uwagi na brak rentowności produkcji energii



Źródło: Opracowanie własne PwC na podstawie Ben Caldecott, Jeremy McDaniels, "Stranded generation assets: Implications for European capacity mechanisms, energy markets and climate policy", Working Paper, January 2014, Smith School of Enterprise and the Environment, University of Oxford; dane spółek. Data w nawiasie oznacza datę uruchomienia dodatkowych mocy.

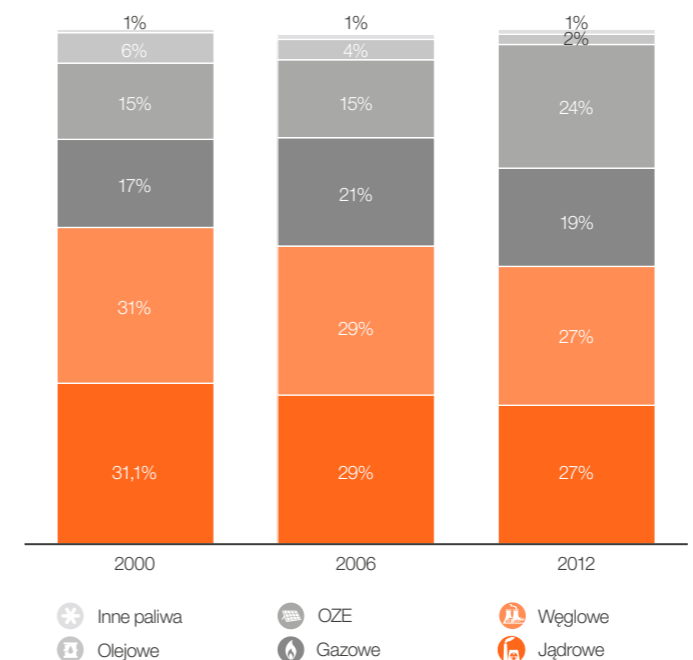
OGRANICZANIE MIEJSCA W SYSTEMIE DLA ELEKTROWNI KONWENCJONALNYCH

Do połowy pierwszej dekady XXI wieku wytwórcy energii elektrycznej w Europie funkcjonowali w stabilnym i przewidywalnym otoczeniu rynkowym. Zapotrzebowanie na energię elektryczną pokrywane było przez jednostki wytwórcze wchodzące na rynek w oparciu o ich krańcowy koszt produkcji energii elektrycznej. W konsekwencji jako podstawa systemu pracowały elektrownie nuklearne, opalane węglem brunatnym i ewentualnie kamiennym (w zależności od charakterystyki danego systemu energetycznego). Szczyty zapotrzebowania na energię elektryczną pokrywane były natomiast przez starsze elektrownie węglowe lub jednostki gazowe.

Powyższe skutkowało również odpowiednią budową systemu elektroenergetycznego zakładającego scentralizowane wytwarzanie energii elektrycznej i konieczność jej przesyłania na znaczne odległości.

Scentralizowany model wytwarzania energii elektrycznej znajdował swoje odzwierciedlenie w strukturze paliwowej mocy zainstalowanych, które w zależności od lokalnej dostępności paliw i polityk energetycznych bazowały głównie na źródłach jądrowych i węglowych.

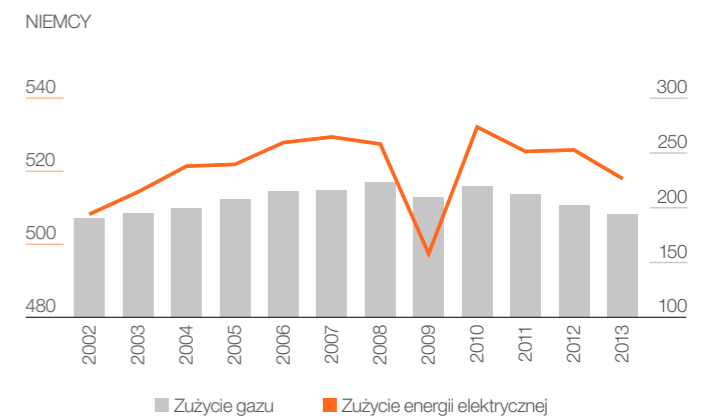
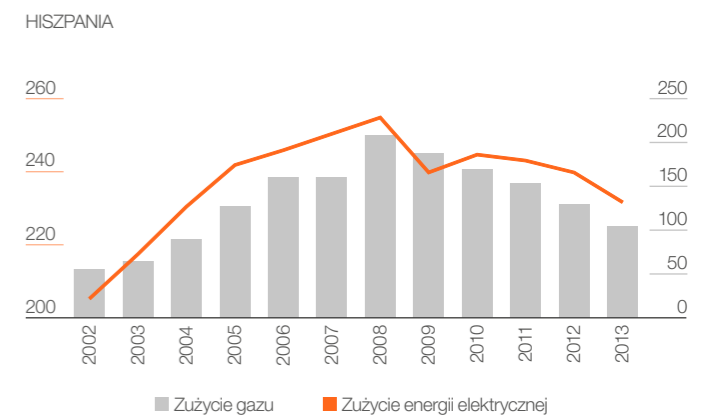
Miks paliwowy źródeł wytwórczych w Unii Europejskiej w wybranych latach



Źródło: Energy Information Agency.

W latach 2000-2010 w konwencjonalnym portfelu wytwórczym zaczęły mieć znaczenie źródła gazowe, co spowodowane było ich wysoką sprawnością (w porównaniu do źródeł węglowych i jądrowych), niską emisyjnością, liberalizacją rynku gazu w Europie oraz krótkim czasem budowy, pozwalającym na szybkie pokrycie rosnącego zapotrzebowania na energię elektryczną.

Zużycie energii elektrycznej w wybranych krajach UE w latach 2002 – 2013 [tys. GWh]¹



Źródło: <http://www.iea.org/statistics/resources/unitconverter/>; <http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/submitViewTableAction.do>

Od końca pierwszej dekady XXI wieku sektor energetyki podlega istotnym zmianom miks paliwowy, szczególnie w kontekście wzrostu udziału źródeł odnawialnych. Unia Europejska postawiła przed gospodarkami państw członkowskich ambitne cele klimatyczne w zakresie rozwoju energetyki odnawialnej, ograniczenia emisji gazów

¹ Energia elektryczna dostarczona do odbiorców końcowych z wyłączeniem strat sieciowych i zużycia własnego producentów energii elektrycznej.

cieplarnianych i poprawy efektywności energetycznej. Przełożyło się to na szerokie wsparcie rozwoju OZE, które może być postrzegane w dwóch wymiarach:

- cenowym – kraje członkowskie rozwinęły finansowe systemy wsparcia rozwoju OZE np. poprzez obowiązujący w Polsce system certyfikatów czy system gwarantowanych cen energii elektrycznej obowiązujący w Niemczech,
- wolumenowym – źródła OZE są uprzywilejowane w systemach energetycznych i mają pierwszeństwo wejścia do merit order. W konsekwencji rozwój OZE zabiera miejsce w systemie dla energetyki konwencjonalnej. Sytuacja ta dotyczy zarówno dolin nocnych (czyli okresu zmniejszonego zapotrzebowania na energię elektryczną w nocy), w których dużą produkcją charakteryzują się źródła wiatrowe, jak i godzin szczytowych (okresów zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną), w których ogniwa fotowoltaiczne mają najwyższą produkcję.

Promocja źródeł OZE wpływa nie tylko na strategię działania przedsiębiorstw energetycznych, lecz także na zachowania konsumentów. Niektóre kraje intensywnie promowały i promują energetykę prosumencką, co powoduje dynamiczny przyrost mocy zainstalowanych w rozproszonych mikroźródłach (głównie fotowoltaicznych). Powyższe można zaobserwować przykładowo w Niemczech i Czechach, gdzie przydomowe instalacje OZE otrzymywały silne wsparcie (większość przydomowych, prosumenckich instalacji fotowoltaicznych jest przyłączona do sieci dystrybucyjnych na niskich napięciach).

Skutkiem rozwoju mikrogeneracji i wzrostu liczby prosumentów jest z jednej strony proces wypychania energetyki systemowej opartej na paliwach kopalnych z systemu, z drugiej zaś redukcja zapotrzebowania na energię elektryczną, wynikająca z częściowego pokrycia potrzeb własnych przez samych prosumentów².

W konsekwencji powyższych zmian dotychczasowy model funkcjonowania systemu elektroenergetycznego pod-

lega silnej ewolucji. Podstawowe zapotrzebowanie na energię elektryczną jest niższe i charakteryzuje się dużo większą zmiennością. W podstawie pracują źródła niestrawalne o nieregularnej produkcji. Jednostki wytwórcze, które dotychczas pracowały w podstawie, ograniczają wolumeny produkcji i czas pracy oraz przejmują zadania regulacyjne. Powyższe skutkuje w praktyce ograniczeniem przychodów konwencjonalnych wytwórców energii elektrycznej.

Opisywany trend związany z ograniczeniem miejsca w systemach elektroenergetycznych dla jednostek konwencjonalnych przekłada się bezpośrednio na decyzje biznesowe koncernów energetycznych oraz działania w zakresie regulacji.

Szwedzki Vattenfall, jeden z największych wytwórców energii elektrycznej w Europie, informował w październiku 2014 roku, że zweryfikuje możliwość zmiany struktury właścicielskiej dla jego niemieckich aktywów opartych na węglu brunatnym. Celem takich działań jest ograniczenie ekspozycji spółki na ryzyka związane z emisjami CO₂ i wolumenami produkcji.

Francuski GDF Suez na koniec 2013 roku dokonał odpisu aktualizującego wartość aktywów wytwórczych. Została zmniejszona o 14,9 mld EUR, co miało za zadanie odzwierciedlić utratę wartości jednostek opalanych gazem spowodowaną rozwojem źródeł odnawialnych i wypieraniem z systemu źródeł gazowych.

Przykładem działań zmierzających do przywrócenia kontroli nad rynkiem wytwarzania i aktywnego zarządzania rozwojem OZE są zmiany w polskich regulacjach. Polska znajduje się obecnie na innym etapie rozwoju źródeł odnawialnych niż kraje Europy Zachodniej. Udział OZE w krajowym miksie energetycznym stanowi znacząco mniejszy odsetek niż w przypadku krajów zachodnich takich jak Niemcy czy Wielka Brytania. Jednocześnie jednostki zaliczane do mikrogeneracyjnych stanowią na rynku polskim niewielką moc, nieprzekraczającą kilkudziesięciu MWe³.

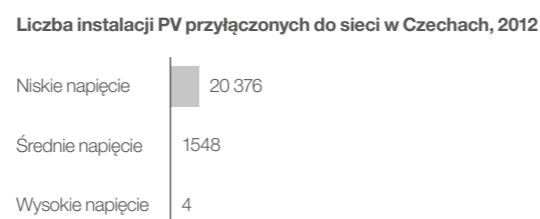
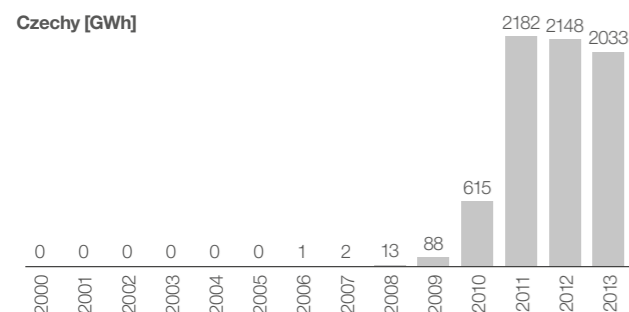
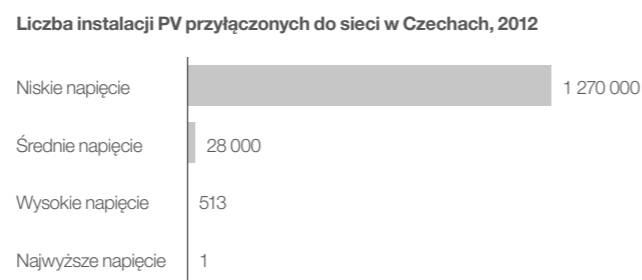
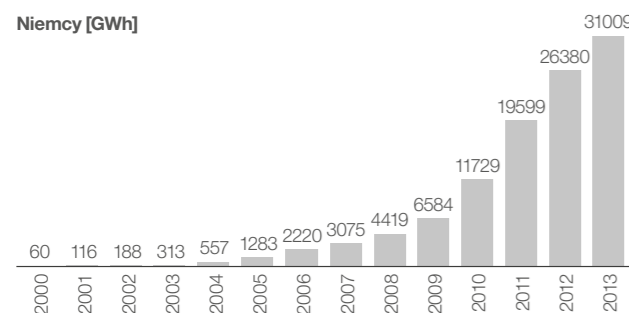
Podpisana przez prezydenta 11 marca 2015 roku Ustawa o Odnawialnych Źródłach Energii jest kluczowym czynnikiem kreślącym przyszły obraz rynku OZE i mikrogeneracji w Polsce. Fundamentalnymi założeniami nowego systemu wsparcia dla energetyki odnawialnej są:

- wprowadzenie systemu aukcji OZE,
- wprowadzenie systemu taryf gwarantowanych dla mikroinstalacji OZE.

Wprowadzenie systemu aukcyjnego pozwala kontrolować Ministerstwu Gospodarki tempo przyrostu energetyki odnawialnej i zapewniać jej wzrost, równoważąc: 1) zobowiązania unijne związane ze wzrostem OZE, 2) wpływ tego segmentu na rynek wytwarzania energii elektrycznej, 3) obciążenia odbiorcy końcowego kosztami systemu wsparcia.

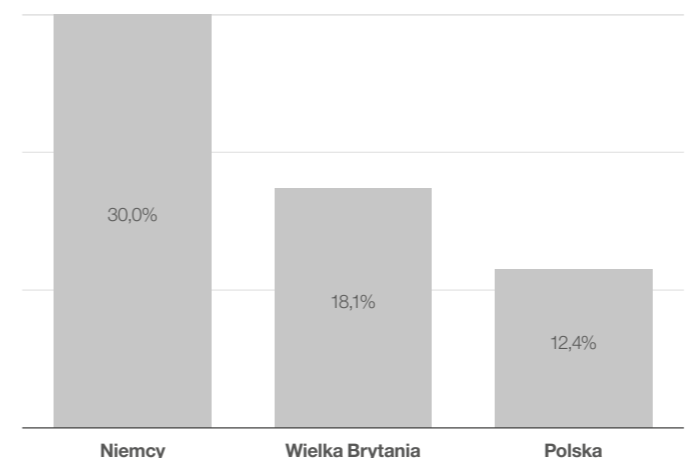
Jednocześnie łączna moc jednostek mikrogeneracyjnych podlegających systemowi taryf gwarantowanych ograniczona została przez ustawę do poziomu 500 MWe⁴. Potencjalny wzrost tego poziomu może jednak zostać uregulowany w drodze Rozporządzenia Ministerstwa Gospodarki. W konsekwencji, uchwalając ustawę OZE, polski rząd wybrał drogę zrównoważonego przejścia do modelu zdecentralizowanego, w którym rynek wytwarzania podlegał będzie tym samym trendom co rynki zachodnie. Należy jednak założyć, iż posiadanie przez Polskę wpływu na tempo przyrostu OZE pozwoli na unikanie niekontrolowanych zmian w segmencie wytwarzania.

Produkcja energii elektrycznej w źródłach fotowoltaicznych (PV) i sposób ich przyłączenia w Niemczech i Czechach



Źródło: Eurostat, PV GRID European Advisory Paper, September 2014, www.pvgrid.eu

Odsetek energii elektrycznej produkowanej w źródłach OZE w danym kraju



Źródło: Analiza PwC na bazie danych: Niemcy – Federalne Biuro Statystyczne i EEX za Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, Wielka Brytania – dane za 3 kwartały roku 2014 i ostatni kwartał roku 2013, Department of Energy & Climate Change, Polska – ARE

² Zob. więcej na ten temat w raporcie PwC i ING, „Pięć mitów polskiej elektroenergetyki”, maj 2014.

³ Analiza PwC na podstawie danych IEO Microgeneration and Prosumer type Decentralised Energy in Poland. Stan liczby instalacji na koniec roku 2012.

⁴ Jednostek o mocy z przedziału pomiędzy 3 kW a 10 kW.

PRESJA NA SPADEK HURTOWYCH CEN ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Podobnie jak w przypadku zapotrzebowania na energię elektryczną, również w aspekcie cen energii elektrycznej wytwórcy funkcjonowali w ustabilizowanym otoczeniu rynkowym mniej więcej do końca ubiegłej dekady. Co prawda w dolinach nocnych (okresach obniżonego zapotrzebowania na energię elektryczną) ceny energii były niższe, lecz ich poziom pozwalał zachować rentowność wytwórców pracującym w podstawie (elektrownie jądrowe i tańsze elektrownie węglowe). Z kolei wytwórcy pracujący w okresach zwiększonego zapotrzebowania (szczyty) realizowali marże na sprzedaży energii elektrycznej w godzinach szczytowych, w których cena była istotnie wyższa niż cena dolin nocnych. Dzięki temu finansowo opłacalna była produkcja w źródłach o wyższych kosztach produkcji, nawet w ograniczonych okresach (kilka – kilkanaście godzin dziennie).

Intensywny rozwój źródeł OZE i ich uprzywilejowanie w systemie elektroenergetycznym spowodował trwałe zmiany na rynku. Źródła OZE, które otrzymują wsparcie finansowe i w których koszt zmiennej produkcji w praktyce jest równy zero, są w stanie oferować energię elektryczną w niższych cenach niż źródła konwencjonalne. Dodatkowo, niesterowność źródeł OZE oraz brak możliwości dokładnego planowania ich produkcji mogą prowadzić do nadprodukcji energii elektrycznej (szczególnie w okresach obniżonego zapotrzebowania, np. w nocy lub w dni świąteczne). Wówczas wytwórcy cechujący się nadprodukcją, działając pod dyktando operatorów systemów przesyłowych, muszą zapewnić zbyt tej nadwyżki produkcji w kraju lub eksport energii za granicę. Klasyczna gra popytu i podaży może wówczas prowadzić do ujemnych cen energii elektrycznej na rynku.

Dwa podstawowe typy OZE mają odmienne, standardowe profile produkcji:

- źródła wiatrowe produkują głównie w godzinach wieczornych i nocnych,
- źródła fotowoltaiczne produkują w ciągu dnia.

Odmienne profile produkcji w źródłach wiatrowych i fotowoltaicznych powodują, że:

- w godzinach nocnych zwiększona generacja źródeł wiatrowych wywołuje presję na spadek cen energii elektrycznej w dolinach zapotrzebowania,
- generacja źródeł fotowoltaicznych w ciągu dnia powoduje spadek cen w szczytach.

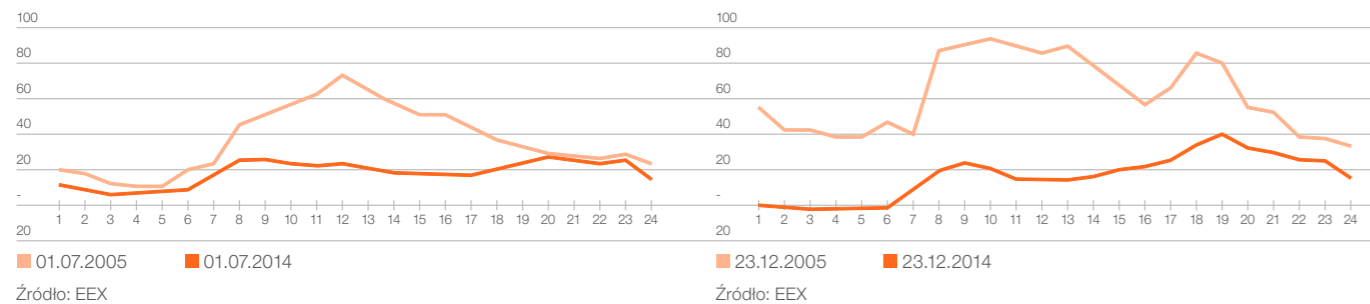
Efektom powyższego jest spadek przeciętnej ceny energii elektrycznej. Ponieważ w ciągu dnia (w godzinach szczytowego zapotrzebowania) energia elektryczna wytwarzana jest zarówno przez źródła wiatrowe, jak i przez źródła fotowoltaiczne, presja OZE na spadek cen jest wyższa niż w dolinach nocnych. Tym samym zmniejszeniu ulega również różnica pomiędzy cenami w szczycie i poza nim.

Opisywany trend przekłada się wymiennie na decyzje biznesowe koncernów energetycznych.

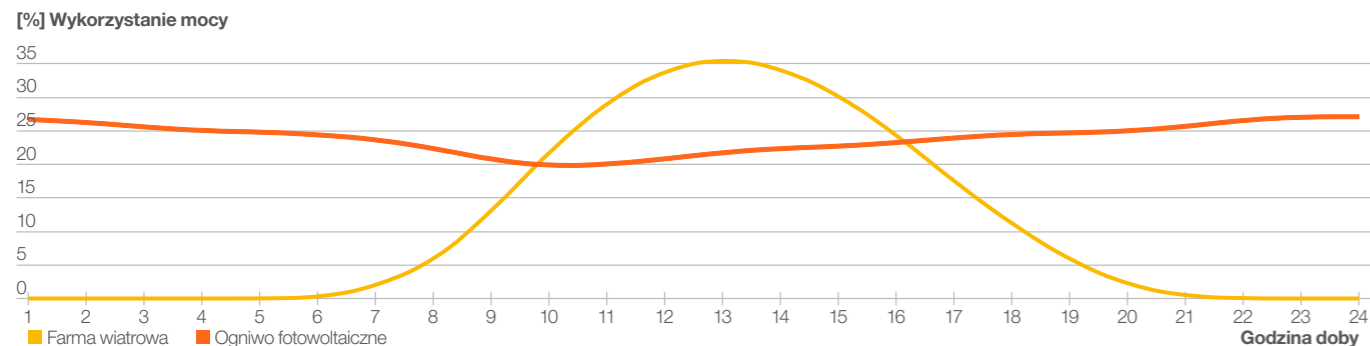
W sierpniu 2014 roku niemieckie RWE ogłosiło, że będzie zmuszone do zamknięcia części elektrowni w związku z niedostatecznymi przychodami ze sprzedaży energii elektrycznej spowodowanymi trwałym, niskim poziomem cen. Informacja ta ogłoszona została mniej więcej rok po zapowiedzi likwidacji 3,1 GW mocy zainstalowanych w Niemczech i Holandii w związku z rozwojem energetyki odnawialnej.

W marcu 2014 roku niemiecki E.ON ogłosił, że zamknie lub sprzeda blisko 13 GW mocy (ponad 1/4 posiadanych aktywów) w źródłach wytwórczych zlokalizowanych w Europie. Pod koniec ubiegłego roku E.ON poinformował o sprzedaży aktywów wytwórczych w Hiszpanii i Portugalii (około 4 GW mocy zainstalowanej) oraz we Włoszech (około 4,5 GW mocy zainstalowanej).

Porównanie ceny energii elektrycznej w Niemczech Day-Ahead (Phelix) na EPEXSPOT w dniu 23 grudnia 2005 i 2014 roku oraz 1 lipca 2005 i 2014 roku [EUR/MWh w danej godzinie doby]



Uśredniony profil produkcji farm wiatrowych na rynku polskim w roku 2014 i przybliżony profil produkcji ogniw fotowoltaicznych na rynku niemieckim



Nowa rola operatorów systemu dystrybucyjnego

Większość dyskusji strategicznych w energetyce dotyczy dwóch segmentów biznesowych:

- wytwarzania – gdzie rozwój OZE zmienia uwarunkowania działania całej branży,
- klienta końcowego – gdzie aktywność odbiorców umożliwia tworzenie nowych modeli biznesowych, a energia energetyczna z jednorodnego produktu staje się elementem (zyskowej dla sprzedawcy) usługi.

W tych dyskusjach obszar dystrybucji energii elektrycznej jest nadal postrzegany jako zakonserwowany barierą monopolu naturalnego biznes regulowany, którego głównym wyzwaniem jest techniczne zarządzanie siecią. Tymczasem bliższa analiza wyzwań stojących przed sektorem wskazuje, że konieczna jest bardziej ożywiona debata dotycząca analizy przyszłej funkcji OSD w systemie energetycznym i opis modelu biznesowego oraz regulacyjnego wspomagającego realizację nowych ról biznesowych. W tym kontekście wyzwania operatorów systemu dystrybucyjnego można podzielić na 3 obszary:

Obszar 1: Elastyczność sieci w obliczu rozwoju OZE

Obszar 2: Aktywna neutralność – nowa rola OSD w kształtowaniu otoczenia biznesowego

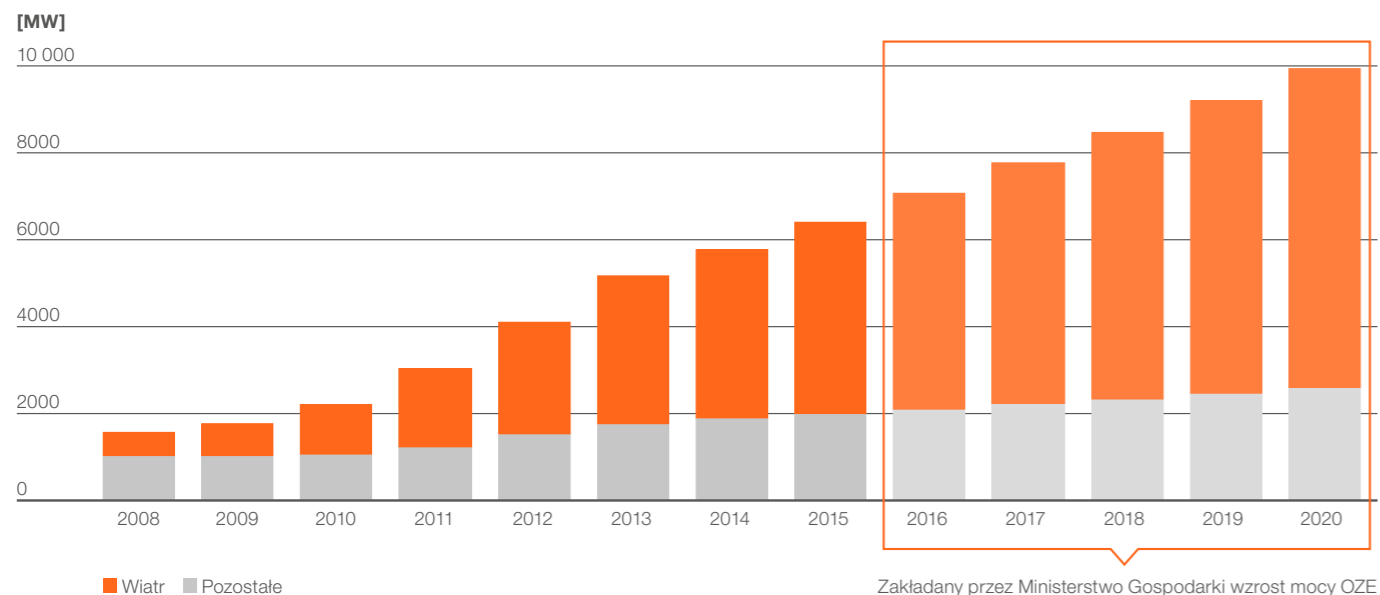
Obszar 3: Więcej za mniej – presja kosztowa ze strony klienta i Regulatora

ELASTYCZNOŚĆ SIECI W OBLICZU ROZWOJU ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII

Kluczowym elementem zmieniającym uwarunkowania działania spółek pełniących rolę OSD jest szybki przyrost mocy w odnawialnych źródłach energii w ostatnich latach i prognoza tego przyrostu w przyszłości. OSD jest odpowiedzialny za rozwój systemu dystrybucyjnego i zapewnienie jego stabilnej pracy nawet w warunkach ekstremalnych. Powoduje to, że spółki te muszą planować rozwój systemu z marginesem bezpieczeństwa, co przy zachowaniu dotychczasowego sposobu planowania sieci i zarządzania nią (w literaturze angielskiej określanego często jako podejście „fit and forget” – zbuduj i zapomnij) miałyby 2 efekty:

- **trudność w finansowaniu szczytowych zdolności systemu dystrybucyjnego do odbioru energii** (koniecznych tylko w sytuacji ekstremalnej, np. w przypadku bardzo wietrznych dni). Biorąc pod uwagę priorytet energii wytwarzanej w źródłach OZE w sieci oraz niestabilność produkcji w źródłach wiatrowych (które są dominującą technologią OZE), dochodzimy do sytuacji, w której sieć musi być przygotowana na więcej, żeby dystrybuować mniej (część wolumenu produkcji źródeł OZE jest używana na miejscu),

Historyczne i prognozowane przez Ministerstwo Gospodarki moce OZE



Źródło: Analiza PwC – dane historyczne na podstawie danych ARE, dane dla prognozy – Ministerstwo Gospodarki, Ocena Skutków Regulacji Ustawy OZE z 29.01.2014. Powyższe nie stanowi prognozy PwC w zakresie wzrostu mocy zainstalowanej OZE

- **lokalne ograniczenia w możliwości przyłączenia OZE** – to OSD jest odpowiedzialny za określenie możliwości przyłączenia w danym miejscu sieci (dodatkowych) źródeł OZE. Gdyby stosować tradycyjne (reaktywne) podejście, to istniałoby ryzyko, że operator w pewnym momencie stwierdza brak możliwości przyłączenia dodatkowych źródeł.

W celu uniknięcia tych ograniczeń konieczne jest wprowadzenie na różnych etapach planowania i zarządzania siecią elastyczności i przejście do proaktywnego, dynamicznego sposobu zarządzania systemem dystrybucyjnym przez OSD. Istnieje wiele obszarów, w których ta zmiana podejścia może być realizowana:

- Na etapie planowania rozwoju sieci, szczególnie w obliczu rozwoju OZE, należy rozważyć wprowadzenie działań koordynacyjnych pomiędzy OSD i instytucjami, które są lokalnie odpowiedzialne np. za przydzielanie dofinansowania do źródeł OZE. Taka współpraca istnieje w Hiszpanii, gdzie wnioski o przyłączenie OZE są oceniane przez wspólną komisję złożoną z OSP, OSD i władz lokalnych. Po dokonaniu analiz technicznych uwzględniających zarówno negatywne (problemy z regulacją napięcia), jak i pozytywne elementy wpływu OZE na pracę sieci, ale także analiz biznesowych związanych np. z dostępnością funduszy – OSD finalizują swoje plany rozwoju sieci, a administracja lokalna dostosowuje proces przydziału wsparcia.
- Na etapie planowania rozwoju sieci należy rozważyć zastosowanie elastycznych warunków przyłączenia, które gwarantują operatorowi możliwość czasowej (krótkotrwalej) redukcji produkcji źródła OZE. Takie praktyki są stosowane np. w Niemczech, gdzie powszechna jest praktyka przyłączenia paneli fotowoltaicznych w ramach kontraktów, które gwarantują operatorowi lokalnej sieci dystrybucyjnej możliwość zaniżenia produkcji tego źródła do poziomu 70% mocy nominalnej. Praktyka pokazuje, że takie uprawnienie jest wykorzystywane rzadko (powoduje spadek wolumenu energii wprowadzonej przez producenta do sieci na poziomie do 5%), a ma duży wpływ na możliwość podłączenia do sieci dodatkowych źródeł. Według danych EWE Netz bazujących na przeprowadzonej symulacji, uzyskanie 5% elastyczności w produkcji źródeł na danym terenie bilansowania wpływa na możliwość podłączenia 220% więcej mocy.
- W procesie prowadzenia ruchu sieci istotne jest stworzenie mechanizmów, które umożliwiają OSD zakup na rynku usług elastyczności od podmiotów komercyjnych i uwzględnienia kosztów tej usługi w kosztach uzasad-

nionych spółki. Dotychczas takie usługi były w większości krajów (także w Polsce) narzędziem stosowanym przez OSP, ale w średnim terminie powinny być także uwzględnione jako narzędzie dostępne OSD.

AKTYWNA NEUTRALNOŚĆ – NOWA ROLA DYSTRYBUTORÓW W KSZTAŁTOWANIU OTOCZENIA BIZNESOWEGO

Opisane powyżej nowe narzędzia, które powinny być dostępne i wykorzystywane przez dystrybutorów jako środek do bardziej elastycznego zarządzania siecią, implikują dużą zmianę udziału OSD w kształtowaniu otoczenia biznesowego. Przy zachowaniu komercyjnej neutralności wynikającej z posiadanej pozycji monopolu naturalnego, OSD będą musieli korzystać aktywnie z coraz większej gamy narzędzi przy prowadzeniu swojej działalności.

W tym kontekście kluczowy jest rozwój i bardziej aktywna niż wcześniej działalność OSD w dwóch obszarach:

- **Współtworzenie regulacji i przepisów prawnych w obszarze dystrybucji i obszarach powiązanych**

Opisywane powyżej narzędzia, których OSD może i powinien użyć w przyszłości do bardziej efektywnego prowadzenia swojej działalności, wymagają nie tylko zmian w regulacjach i modelu taryfowym, ale także aktywnego udziału w procesie tworzenia przepisów wykonawczych, szczególnie w obszarze związanym z rozwojem OZE. Wyzwaniem jest stworzenie zasad uznawania kosztów zakupu usług „elastyczności” jako kosztu uzasadnionego oraz stworzenie mechanizmów oceny różnych alternatywnych wariantów (np. czy bardziej korzystne jest tradycyjne wzmocnienie sieci, czy budowa magazynu energii). Na poziomie operacyjnym oznacza to konieczność znacznego wzmocnienia zasobów OSD w obszarze analityki regulacyjnej, a także prowadzenie stałego monitoringu rozwiązań prawnych i regulacyjnych. Zakres tego monitoringu nie powinien się ograniczać do obszaru dystrybucji. Dobrą ilustracją może być kwestia operacyjnego monitorowania limitu na instalacje prosumenckie, które skorzystają z systemu wsparcia w ramach ustawy o OZE. Pomimo że takie monitorowanie nie leży w gestii OSD, to należy się spodziewać, że to na biurach obsługi OSD skupi się ciężar kontaktu z klientami w tej sprawie. To tylko jeden z przykładów wskazujący, że operatorzy systemów powinni z jednej strony aktywnie kształtować powstające

prawo i regulacje, z drugiej ich udział w powstających rozwiązaniach powinien być stałym elementem procesu legislacyjnego.

• Rozwój narzędzi i metod komunikacji z klientem

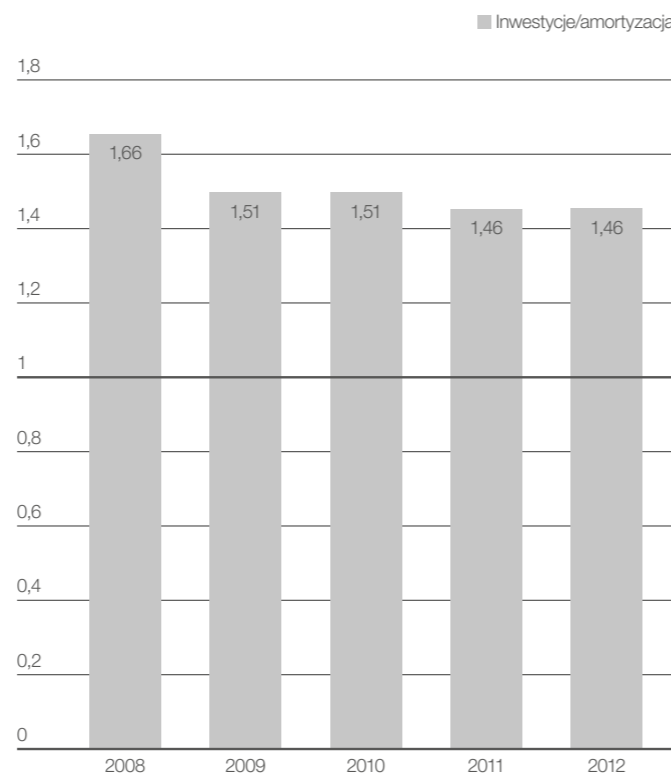
W modelu obowiązującym w większości krajów Unii Europejskiej, gdzie OSD jest właścicielem licznika u odbiorcy końcowego (wyjątkiem jest np. rynek brytyjski) – to spółka dystrybucyjna posiada kluczowy wyzwalacz reakcji klienta, jakim są dane o zużyciu. Wraz z masowym wprowadzeniem inteligentnego opomiarowania (niezależnie od jego tempa należy założyć, że w okresie 7-10 lat od dzisiaj większość klientów zostanie wyposażona w inteligentny licznik) zakres i szczegółowość tych danych znacznie wzrosło. Umożliwi to zarówno realizację celów społecznych związanych ze zwiększaniem efektywności energetycznej, jak również korporacyjnych – związanych z wykorzystaniem reakcji odbiorców do elastycznego zarządzania siecią. Obydwa powyższe cele są jednak możliwe do osiągnięcia tylko w przypadku skutecznej komunikacji z odbiorcą. Działania w tym kierunku powinny się rozpocząć od szeroko zakrojonej akcji edukacyjnej, która komunikuje możliwości związane z wykorzystaniem „inteligentnych” rozwiązań. W Polsce tego typu działania zostały podjęte przez Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziatu Energii Elektrycznej (PTPIREE), a wyniki kampanii edukacyjnych znacząco zwiększyły świadomość odbiorców. To pozytywne sygnały, ale konieczne jest przejście od działań ad hoc do przekształcenia procesu komunikacji z odbiorcą w stały proces realizowany przez OSD.

Bardziej intensywna komunikacja z odbiorcami jest także kluczowa do zarządzania trzecim z kluczowych wyzwań OSD – uzasadnieniu wysokich nakładów inwestycyjnych i stworzeniu pozytywnego wizerunku dystrybutora jako firmy, która podejmuje ciągłe działania w celu osiągnięcia „więcej za mniej”.

WIĘCEJ ZA MNIEJ – PRESJA KOSZTOWA ZE STRONY KLIENTA I REGULATORA

W związku z wysokimi nakładami koniecznymi dla zapewnienia wysokiej jakości i ciągłości dostaw energii elektrycznej oraz nowymi przyłączeniami, spółki pełniące rolę OSD w najbardziej rozwiniętych ekonomicznie krajach Europy inwestowały rocznie o ponad 40% więcej, niż wymagane byłoby jedynie dla odtworzenia majątku.

Aktywność inwestycyjna europejskich OSD (nakłady inwestycyjne w stosunku do amortyzacji), 2008-2012



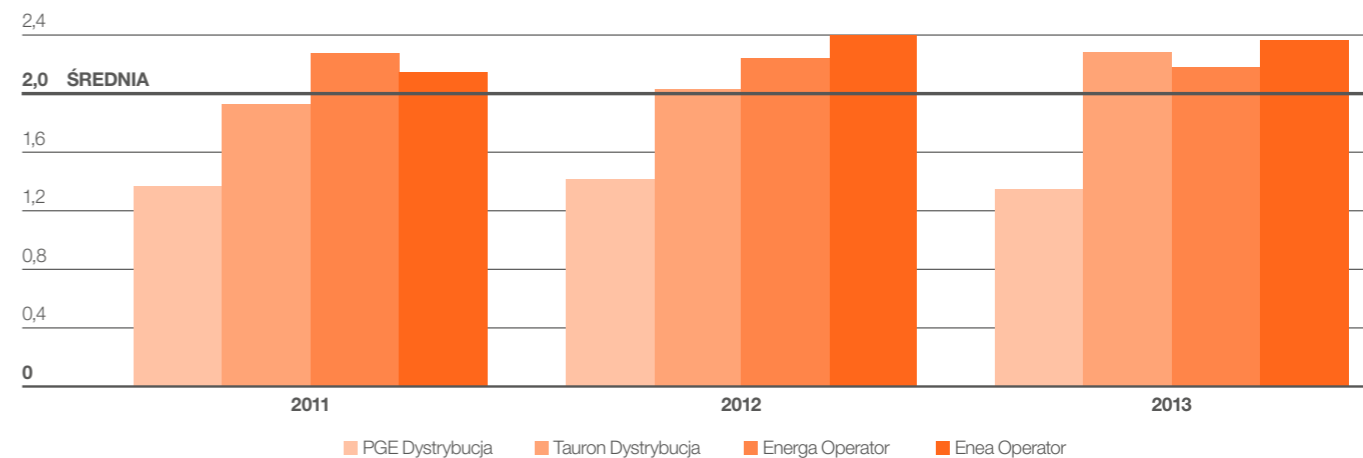
Źródło: Eurelectric, Electricity Distribution Investments: What regulatory framework do we need

Jednocześnie widoczny jest trend zmniejszania się nadwyżki inwestycji nad amortyzacją. Powyższe zjawisko jest także odzwierciedlone w komunikatach wysyłanych przez największe europejskie spółki pełniące rolę OSD⁶. Kluczowym punktem tych komunikatów jest stwierdzenie, że niepewność regulacyjna oraz niezadowolające stopy zwrotu z inwestycji prowadzą do ograniczania inwestycji. Równocześnie unijne cele 40/27/27 (cele osiągnięcia do 2030 roku redukcji emisji CO₂ o 40%, wzrostu udziału OZE w miksie wytwórczym do 27% oraz poprawa efektywności energetycznej o 27%) kreślą scenariusz dalszego rozwoju OZE, co oznacza konieczność integracji tych źródeł w sieci, czyli dodatkowe nakłady inwestycyjne. Prowadzi to do sytuacji, w której znalezienie równowagi w konfiguracji OSD-OZE-odbiorcy staje się coraz trudniejsze.

W tym samym czasie trend w obszarze inwestycji w segmencie dystrybucji w Polsce był wyraźnie bardziej pozytywny niż w większości krajów europejskich. Plany inwestycyjne uzgadniane przez spółki z prezesem URE oraz aktywność inwestycyjna samych spółek rozpoczęły czas inwestycji.

⁶ Eurelectric, Electricity Distribution Investments: What regulatory framework do we need.

Aktywność inwestycyjna polskich OSD (nakłady inwestycyjne w stosunku do amortyzacji), 2011-2013



Źródło: Analiza PwC na podstawie danych spółek (dane dotyczące polskich OSD nie są w pełni porównywalne z danymi z rynków zagranicznych ze względu na trwający w tych latach proces przeszacowania WRA)

Oczywiście należy zauważyć inny punkt startu dla polskich i zagranicznych OSD oraz wziąć pod uwagę inną strukturę majątku. Niezależnie jednak od odmiennej specyfiki polskiej i międzynarodowej w poprzednich kilku latach, wyzwania na kolejne 4-5 lat są wspólne i koncentrują się wokół znalezienia równowagi pomiędzy koniecznością przyłączania do sieci coraz większej mocy OZE i wymogami odbiorców dotyczącymi wysokiej jakości dostaw, ale równocześnie ograniczenia wzrostu opłat dystrybucyjnych.

Energia elektryczna jako produkt

Liberalizacja europejskich rynków energii elektrycznej (wprowadzenie swobody zmiany sprzedawcy energii – TPA) stała się impulsem do istotnych zmian zarówno po stronie podażowej, jak i popytowej. Można wyróżnić dwie kluczowe konsekwencje:

- Zmiany popytu – wzrost świadomości klientów:

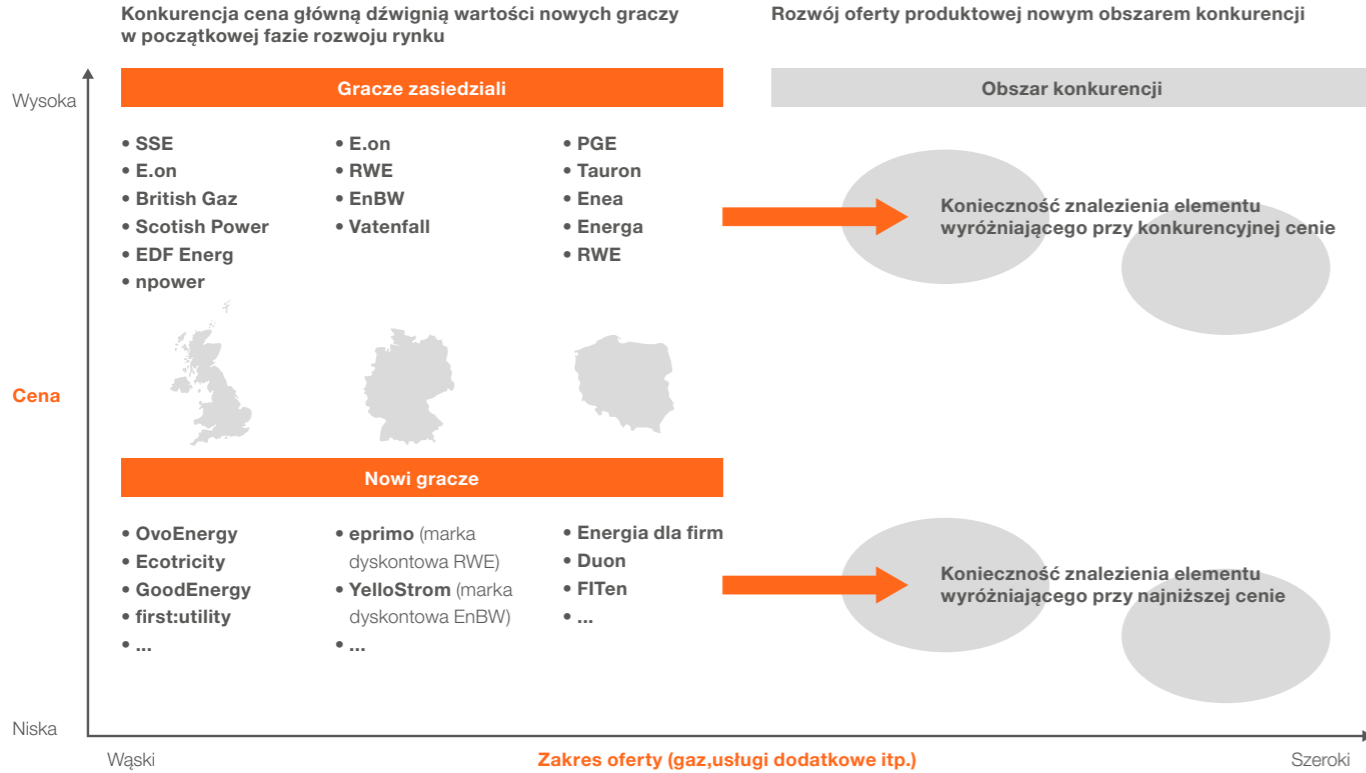
Propozycje wartości oferowane klientom w dojrzałych branżach masowych (bankowość, telekomunikacja itp.) nauczyły ich, że mogą żądać lepszej oferty od dostawcy usługi/produktu. Z kolei możliwość zmiany sprzedawcy energii elektrycznej stała się narzędziem pozwalającym klientom walczyć o swoje prawa w relacji z dostawcą energii. Wyniki badań pokazują, że zdecydowana większość klientów jest świadoma, że takie prawo im przysługuje. W Polsce ten odsetek wynosi około 60-70% , z kolei na rynkach dojrzałych, np. Wielkiej Brytanii, jest odpowiednio większy i wynosi około 80%⁷. Klienci znają swoje

potrzeby związane z energią elektryczną – poszukują przede wszystkim oszczędności, towarzyszy im jednak strach przed zmianą – obawa, że mogą doświadczyć przerw w dostawie prądu.

- Zmiany podaży – wejście na rynek nowych graczy:

Nowi gracze zachęcani okazją rynkową zaczęli wchodzić na rynek energii elektrycznej. Bazując na modelach biznesowych z innych branż, także w energetyce przedsiębiorstwa zaczęły tworzyć nowe modele funkcjonowania. Najbardziej widoczny jest model taniej marki stanowiący odpowiedź rynkowych konkurentów na potrzeby segmentów najbardziej wrażliwych na cenę. W Wielkiej Brytanii 6 zasiedziały graczy doświadczyło wejścia nowych dynamicznych podmiotów aktywnie poszukujących klientów. Z kolei na rynku niemieckim tanie marki były tworzone już przez samych graczy zasiedziały.

Gracze na rynku energii elektrycznej w wybranych krajach europejskich



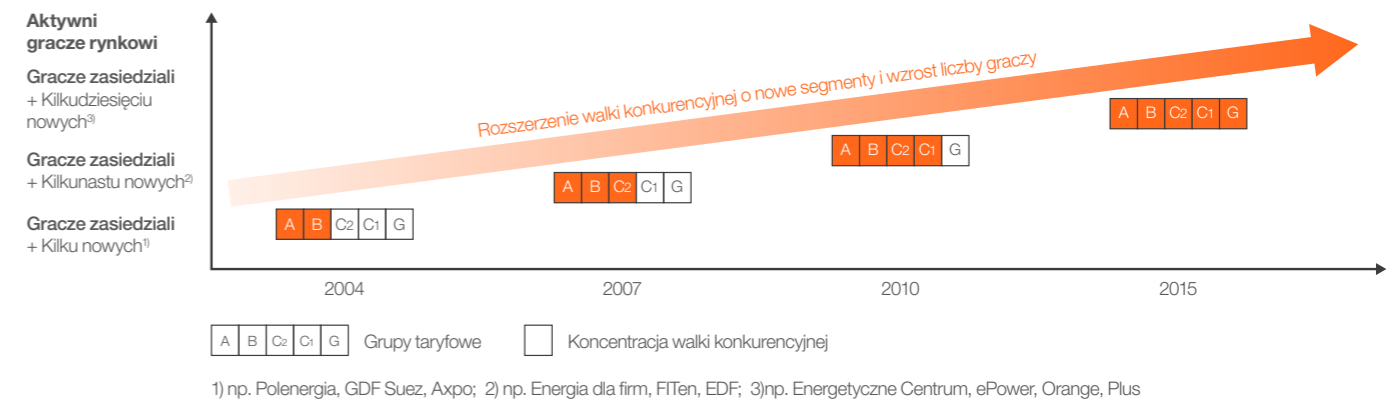
Źródło: Analiza PwC na podstawie publicznie dostępnych informacji

⁷ Źródło: Analiza PwC na podstawie publicznie dostępnych informacji

W Polsce 5 graczy zasiedziały po uwolnieniu rynku doświadczyło konkurencji ze strony nowych podmiotów. Są to głównie mali gracze aktywnie poszukujący klientów oraz szybko dostosowujący ofertę do zmian na rynku. Walka konkurencyjna rozpoczęła się od segmentów przedsiębiorstw (A, B, C), gdzie prawo zmiany sprzedaw-

cy było wsparte uwolnieniem cen. Konkurencja w segmencie gospodarstw domowych (G) ze względu na jego relatywnie niższą atrakcyjność (niższe wolumeny) oraz brak uwolnienia marż rozpoczęła się z opóźnieniem, jednak obecnie nabiera coraz większej intensywności.

Ścieżka rozwoju konkurencji na polskim rynku

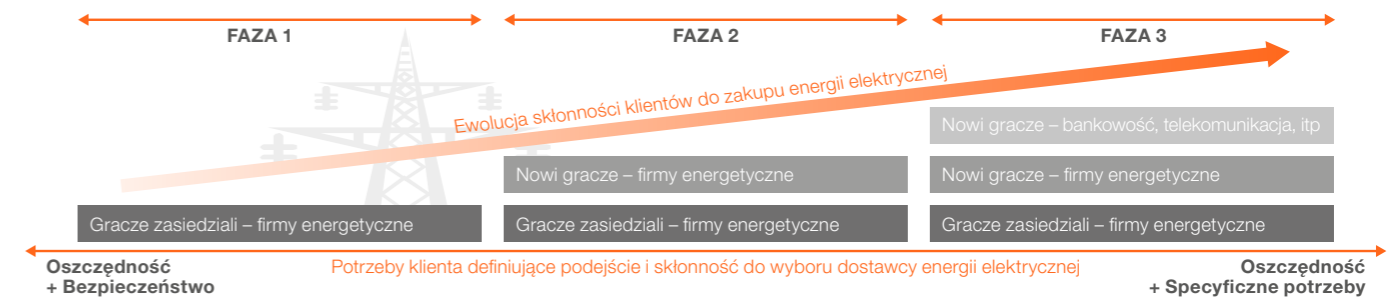


Źródło: Analiza PwC

Dwie powyższe zmiany – zwiększona świadomość klientów oraz większa liczba graczy rynkowych – doprowadziły do wzrostu liczby odbiorców decydujących się na zmianę sprzedawcy energii elektrycznej. W Polsce liczba klientów zmieniających sprzedawcę energii elektrycznej w ostatnich latach wzrosła i wyniosła w 2014 roku około 15 tysięcy miesięcznie (ok. 0,1% bazy). Na najbardziej rozwiniętych rynkach, np. brytyjskim, ta liczba wynosi ok. 270 tysięcy miesięcznie, co stanowi około 1% bazy⁸. W początkowej fazie po uwolnieniu rynku klienci są rela-

tywnie lojalni wobec tradycyjnych sprzedawców, co wynika z postrzegania energii jako produktu wymagającego specjalizacji. Nawet segmenty klientów poszukujące oszczędności są bardziej skłonne podpisać nową umowę z dotychczasowym sprzedawcą, niż dokonać zmiany. W krajach o najbardziej rozwiniętym rynku (Wielka Brytania, Niemcy) trwający proces edukacji klientów rozpoczął drugą fazę w rozwoju – otwartość na zmianę nawet w stosunku do nowych sprzedawców.

Ewolucja skłonności klienta do zakupu energii elektrycznej od poszczególnych typów graczy rynkowych



Źródło: Analiza PwC

⁸ Analiza PwC na podstawie danych URE oraz Ofgem.

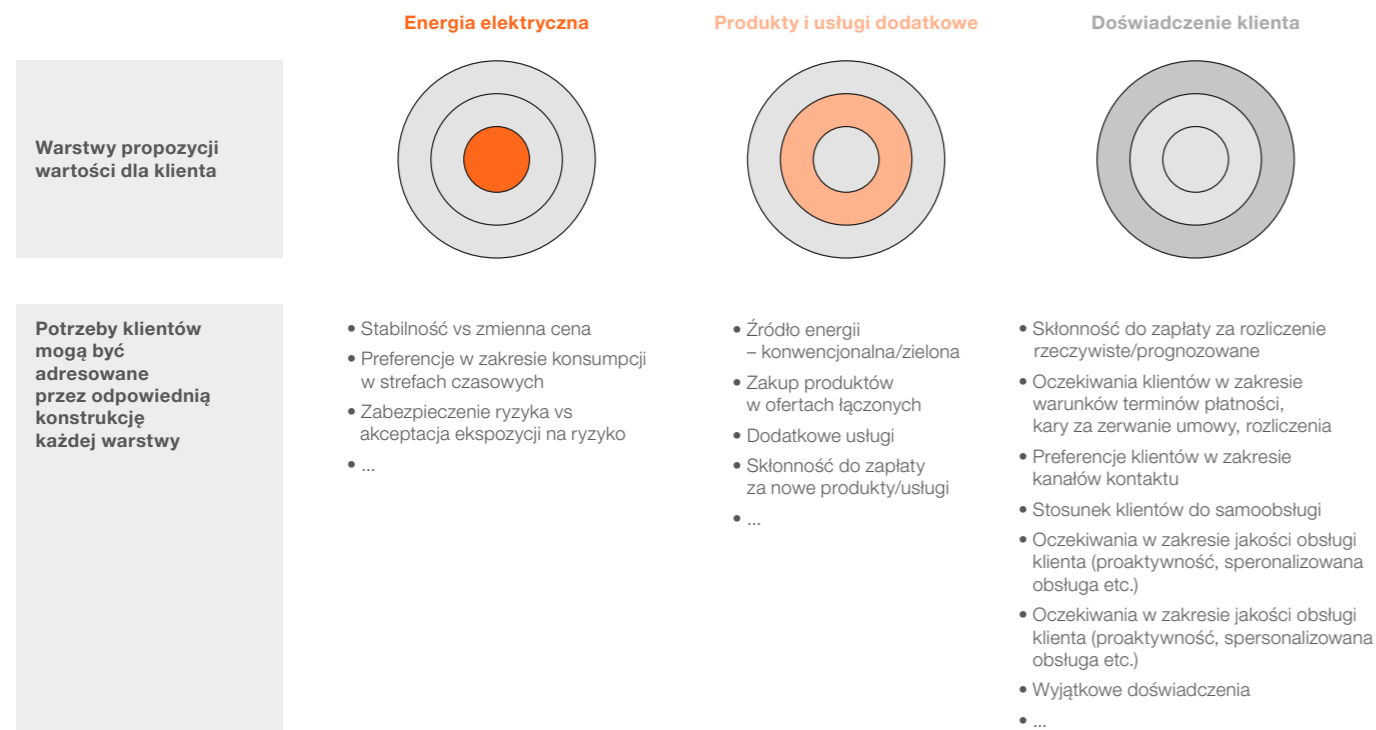
Zwiększenie walki konkurencyjnej oraz rosnąca świadomość klientów doprowadziła do konieczności spojrzenia na energię elektryczną z innej perspektywy. Konkurenci starają się odpowiedzieć na specyficzne potrzeby poszczególnych segmentów, rozbudowując ofertę rynkową.

Odbywa się to poprzez rozbudowę produktów energetycznych i dodawanie do nich kolejnych poza samą energią. W ten sposób produkty energetyczne stają się podobne do produktów oferowanych w innych branżach i mogą zostać opisane w schemacie warstw produktu:

- energia elektryczna,
- dodatkowe produkty i usługi,
- doświadczenia klienta.

Pierwszą warstwą są warunki dostawy energii elektrycznej – stanowią one odpowiedź na preferencje odbiorców w zakresie ceny, ekspozycji na ryzyko jej zmiany, konsumpcji w strefach czasowych itp. Kolejną warstwą są usługi i produkty dodatkowe, które odpowiadają na preferencje odbiorców w zakresie zakupu produktów w ofercie łączonej z innymi produktami i usługami, korzystania z nowych rozwiązań itp. Ostatnią warstwę stanowią doświadczenia klienta – adresuje ona preferencje odbiorców w zakresie formy rozliczeń, terminów płatności, poziomu obsługi, skłonności do samoobsługi, kanałów kontaktu, stopnia spełnienia specyficznych potrzeb.

Rozwój oferty produktowej na rynku energii elektrycznej – warstwy produktu



Źródło: Analiza PwC na podstawie publicznie dostępnych informacji

CENA ENERGII ELEKTRYCZNEJ – GŁÓWNY NOŚNIK WARTOŚCI DLA KLIENTA

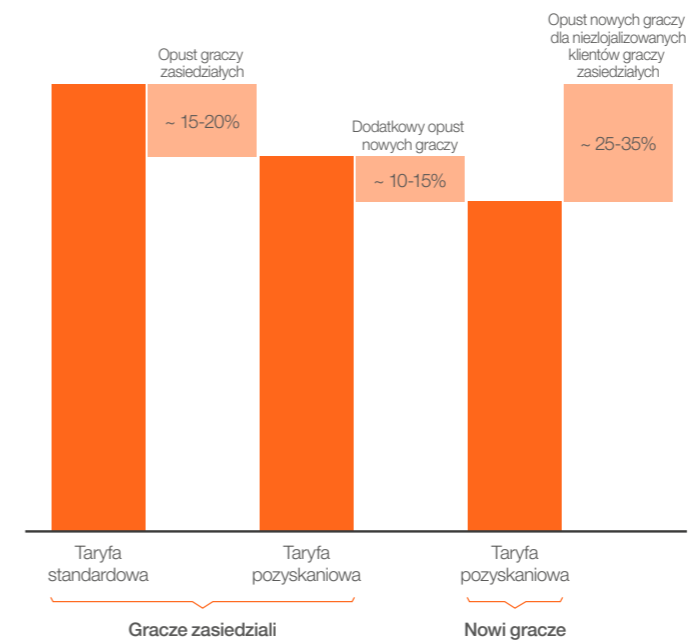
W percepcji klientów energia elektryczna jest postrzegana jako zbyt droga. Najważniejszym czynnikiem zachęcającym do zmiany sprzedawcy jest zatem obniżka cenowa. Badania klientów w Polsce pokazują,

że średnia oczekiwana wielkość obniżki cenowej wynosi około 20-30%.

W przypadku Polski nowi gracze są w stanie oferować znaczące opusty cenowe i rzeczywiście na tym opierają swoją propozycję wartości. Analiza taryf rynkowych sugeruje, że cena oferowana przez nowych graczy jest niższa nie tylko od standardowej taryfy, ale także od ofert pozy-

skaniowych graczy zasiedziatych skierowanych do tego samego segmentu (np. w przypadku taryfy C11 około 10-15% opust). Wynika to z braku posiadania przez nowych graczy przewagi strategicznej w stosunku do graczy zasiedziatych w postaci silnej marki.

Porównanie oferty cenowej dla graczy rynkowych w Polsce dla taryfy C11



Źródło: Analiza PwC na podstawie wywiadów rynkowych

Niska cena, chociaż potencjalnie jest głównym nośnikiem wartości dla klienta, powoduje erozję marży. Z uwagi na rozwinięty rynek hurtowy koszty samej energii elektrycznej dla wszystkich graczy rynkowych są zbliżone. Dlatego aby móc konkurować w tej warstwie produktu, firmy energetyczne będą musiały położyć większy nacisk na optymalizację kosztów pozyskania i obsługi klienta, tak aby zapewnić sobie miejsce na obniżki cen przy zachowaniu dodatniej marży. Jest to szczególnie istotne z uwagi na obejmowanie walką konkurencyjną odbiorców o coraz niższym zużyciu (niższa marża) oraz kierowanie oferty do odbiorców, którzy już doświadczyli zmiany sprzedawcy (opustu cenowego).

Gracze zasiedziali już około 2-3 lata temu rozpoczęli działania w kierunku zwiększania lojalizacji (podpisanie umów terminowych) bazy klienckiej w grupie klientów masowych. Można szacować, że kilkadziesiąt procent klientów o zużyciu rzędu kilkudziesięciu-kilkuset MWh rocznie i więcej (w szczególności grupa C2X oraz duzi odbiorcy

z grupy C1x) zostało zlojalizowanych (trwale związanych z firmą). Nadal jednak istnieje grupa firm zużywających rocznie kilka-kilkanaście MWh oraz zdecydowana większość rynku taryfy G (gospodarstw domowych), gdzie jak wskazują badania, stopień lojalizacji bazy klientów jest niższy – a będzie to prawdopodobnie obszar zwiększonej walki konkurencyjnej. Ze względu na niższe zużycie energii w tej grupie (niższa marża) istotne będzie obniżenie kosztu obsługi – co może być realizowane między innymi przez migrację obsługi do kanałów elektronicznych i optymalizację procesów.

Z drugiej strony nowi gracze rynkowi na pewno podejmą próbę zdobycia klientów, którym kończą się podpisane 2-3 lata temu umowy. Klienci podpisujący wtedy umowy otrzymywali rabaty na poziomie 10-15% od cen taryfowych, tym razem będziemy mieli do czynienia z drugą falą obniżek, co powoduje, że zaoferowanie atrakcyjnego rabatu przy zachowaniu marży dla sprzedawcy będzie trudniejsze. Dlatego oferta będzie udoskonalana, aby podnieść jakość doświadczeń klienta w kontakcie z marką oraz uzupełniana o dodatkowe produkty i usługi.

DODATKOWE PRODUKTY I USŁUGI – BUDOWANIE MARŻY

Biorąc pod uwagę powyższe uwarunkowania, rozwój dodatkowych produktów i usług może spełniać trzy podstawowe funkcje poprawiające ekonomikę i efektywność procesu pozyskania klienta:

- pozwala budować dodatkową marżę,
- jest elementem różnicującym ofertę, pozwala stworzyć w percepcji klienta wartość, która jest ekwiwalentem określonej sumy pieniędzy,
- stanowi podstawę, na której może być oparta komunikacja marketingowa.

Funkcje rozbudowanej oferty produktowej



Źródło: Analiza PwC

Analiza ofert dostępnych zarówno na polskim, jak i zagranicznych rynkach wskazuje, że produkty i usługi dodatkowe mogą być rozwijane wokół kompetencji energetycznych, mogą bazować na wykorzystaniu informacji pomiarowej, jak również pochodzić z innych branż klienta masowego.

Kategorie rozwoju produktów i usług dodatkowych

Kompetencje	Kategorie usług i produktów
Kompetencje energetyczne	Mikrogeneracja
	Audyt efektywności energetycznej
	Zielona energia
	Instalacje energetyczne, assistance
Zarządzanie urządzeniami, nowe technologie	Gaz
	Kontrola zużycia
Inne usługi masowe	Zarządzanie zużyciem
	Bankowość, ubezpieczenia
	Telekomunikacja
	Usługi medyczne, prawne

Źródło: Analiza PwC na podstawie publicznie dostępnych informacji

Na przykład elementem budującym dodatkową marżę już teraz obserwowanym na polskim rynku jest wsparcie w instalacji ogniw fotowoltaicznych, sprzedaż usług prawnych bądź pakietów medycznych, zaś na rynkach zagranicznych – instalacja boilerów gazowych. Elementem, na którym oparta jest komunikacja marketingowa na polskim rynku, jest assistance (np. wsparcie elektryka) bądź też wsparcie w instalacji ogniw fotowoltaicznych.

Innym przykładem są powstające na linii współpracy spółek energetycznych z bankami, nowe rozwiązania oferujące korzyści zarówno dla firm energetycznych, jak i dla konsumentów (odbiorców energii). Jednym z takich produktów jest usługa dystrybucji i płatności faktur elektronicznych w ramach systemu bankowości internetowej konsumenta. Dla konsumenta główną wartością dodaną jest wygoda w rozliczeniach (zasada „click & pay”), natomiast dostawca korzysta z poprawy płynności oraz redukcji kosztów związanych z fakturowaniem i księgowaniem należności.

Przytoczona lista wskazuje, że poszczególne produkty i usługi mogą spełniać więcej niż jedną rolę, np. mogą być

jednocześnie podstawą komunikacji marketingowej, jak również elementem budującym dodatkową marżę – zależy to od ich konstrukcji i strategii sprzedażowej graczy rynkowych.

Głównym celem w średnim okresie dla graczy walczących o bazę klientów w Polsce będzie jej wykorzystanie do zbudowania dodatkowej marży. Sposób odtwarzania marży i dalsze kierunki rozwoju oferty będą zależały od roli, jaką przypiszą sobie firmy energetyczne w nowej rzeczywistości. Czy będą platformą brokerską oferującą produkty innych branż, czy postarają się rozwinąć własne kompetencje i wykorzystać wiedzę oraz doświadczenie energetyczne w tworzeniu oferty dla klienta.

Analiza produktów dostępnych na polskim rynku wskazuje, że usługi i produkty dodatkowe są jeszcze w początkowej fazie rozwoju i spełniają głównie cel pozyskaniowy. Opierają się zarówno na kompetencjach energetycznych, jak i zaczerpniętych z innych branż, co sugeruje, że decyzja o roli firm energetycznych na rynku polskim jeszcze nie została podjęta.

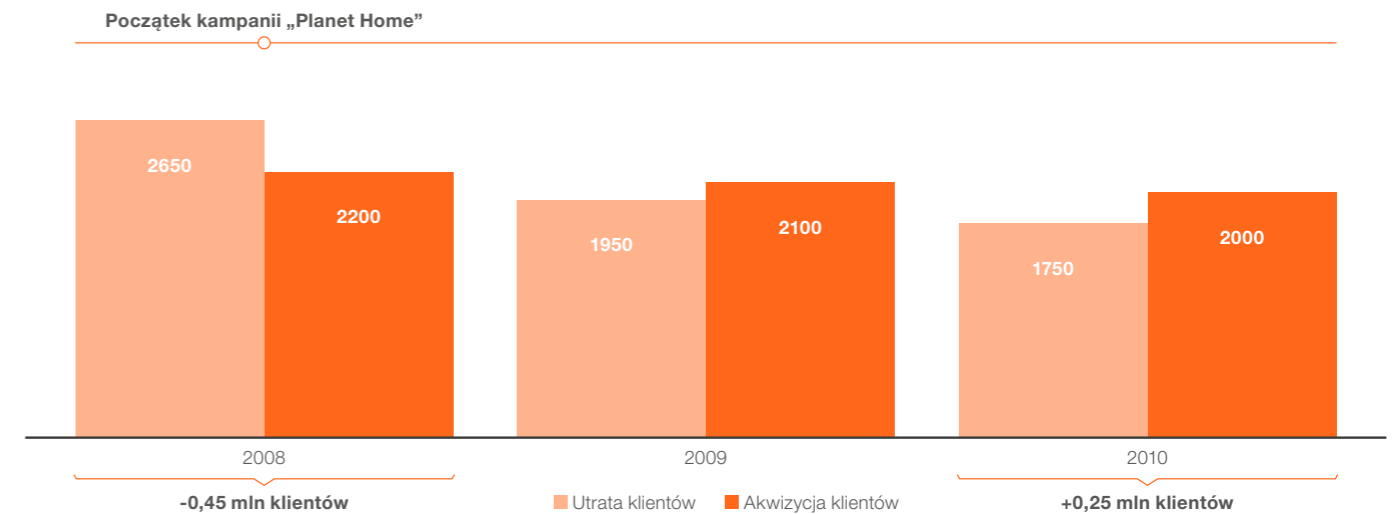
DOŚWIADCZENIA KLIENTA – NOWY OBSZAR KONKURENCJI

Budowanie doświadczenia klienta w kontakcie z firmą lub marką można interpretować jako całokształt działań firmy wpływający na pozytywne postrzeganie jej samej oraz jej oferty w percepcji klienta. Doświadczenie klienta jest budowane poprzez każdą styczność klienta z firmą – poczynając od procesu pozyskania, poprzez korzystanie z jej produktów i usług, aż po proces zakończenia współpracy.

Tradycyjnie doświadczenie klienta jest postrzegane przez poziom obsługi klienta (czas oczekiwania na infolinię, terminowość wystawiania faktur itp.). Jednak doświadczenie klienta to również autentyczność składanych obietnic oparta na spójnej propozycji wartości oraz wsparta komunikacją marketingową budującą wizerunek marki.

Na polskim rynku klienta masowego w energetyce z uwagi na relatywnie niedawną liberalizację, oczekiwania wobec obsługi nie są wysokie, a wyniki badań satysfakcji wskazują, że koncerny energetyczne nawet ograniczone brakiem nowoczesnych narzędzi są w stanie je spełnić. Jednak przestroga może być przykład brytyjski, gdzie gracze alternatywni oferują nie tylko najniższą cenę, ale są także oceniani lepiej w kategorii „satysfakcja klienta” niż zasiedziali sprzedawcy.

Dynamika akwizycji/utruty klientów przez British Gas w latach 2008-2010 (tys.)



Źródło: Analiza PwC na podstawie publicznie dostępnych informacji

Analiza rynku brytyjskiego wskazuje, że na dojrzałych rynkach konieczne jest też aktywne wsparcie komunikacyjne podejmowanych działań. Najlepszym przykładem jest sukces British Gas, który poprzez stworzenie dedykowanej oferty dla domów i jej aktywną komunikację pod hasłem „Planet Home” odwrócił trend spadku udziału w rynku, a sama kampania stała się najbardziej rozpoznawaną w sektorze.

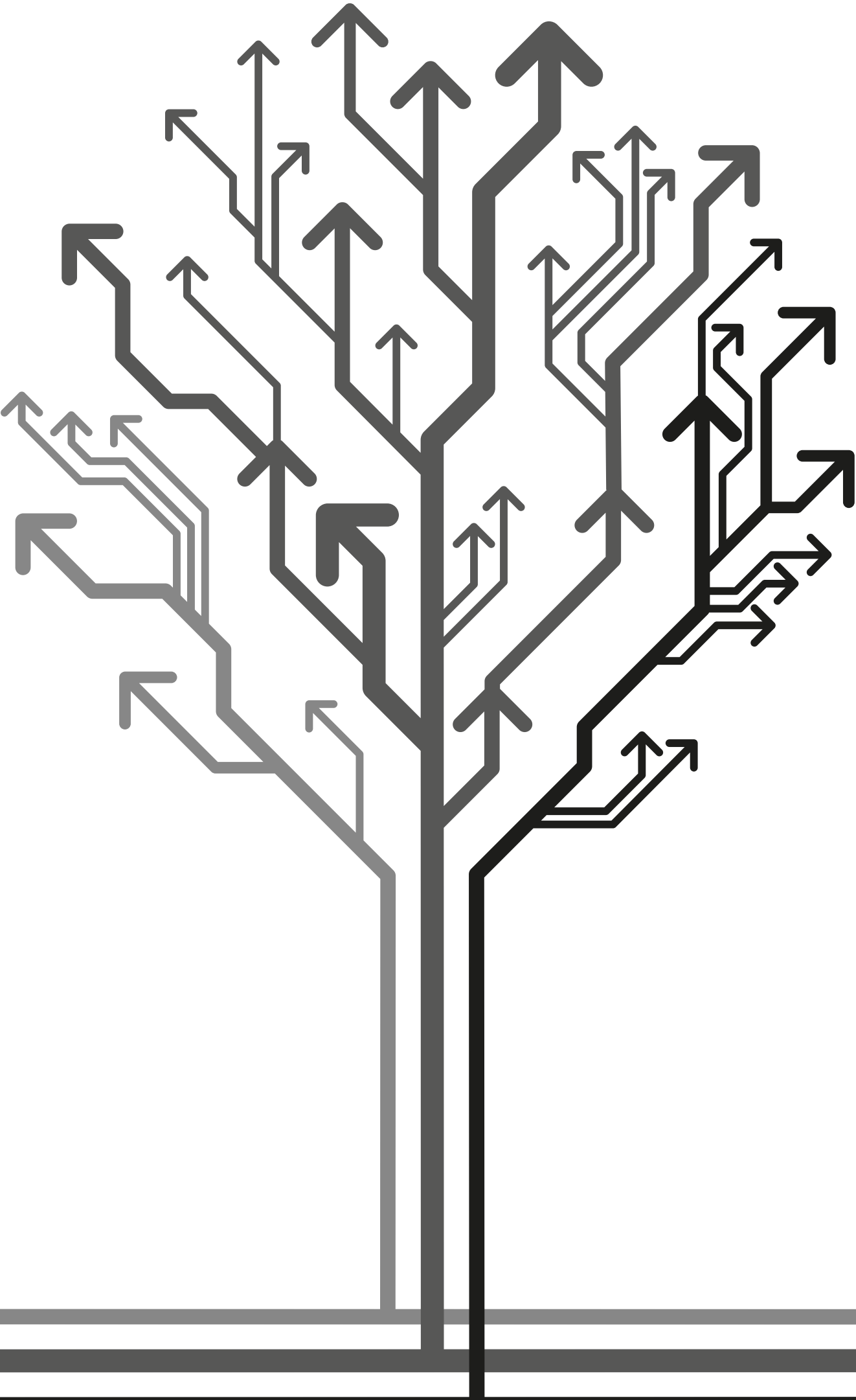
W 2008 roku baza klientów skurczyła się o około 0,45 mln, zaś już w roku 2010, czyli w 2 lata po uruchomieniu kampanii marketingowej, firma doświadczyła wzrostu bazy klientów o 0,25 mln.

Dodatkowo tworzenie produktów dedykowanych domom wydaje się wyjątkowo atrakcyjną strategią w kontekście rozwoju usług dodatkowych. British Gas oferuje pełen zakres usług związanych z montażem i serwisem instalacji gazowej, elektrycznej, hydraulicznej, mikrogeneracją, optymalizacją i kontrolą zużycia energii, ocieplaniem domu itp. Oferty są sprzedawane nie tylko w pakiecie z energią czy gazem, ale również oddzielnie. Firma opiera swoje działanie na autentyczności składanych obietnic, wszelkie instalacje w domu klienta są wykonywane przez własną grupę instalatorów (ponad 6500).

Propozycja wartości British Gas



Źródło: Analiza PwC na podstawie publicznie dostępnych informacji



Fundamenty nowych strategii rynkowych



Rynek wytwórczy

W segmencie wytwarzania energii elektrycznej wskazano dwa podstawowe trendy stanowiące istotę zmian tego rynku:

- ograniczanie miejsca w systemie dla elektrowni konwencjonalnych,
- presja na spadek hurtowych cen energii elektrycznej.

Każdy z tych trendów z osobna, jak ich kombinacja prowadzi do ograniczenia rentowności produkcji energii elektrycznej w źródłach konwencjonalnych, a w krótkim okresie nawet do generowania istotnych strat finansowych. Tym samym wytwórcy energii w takich źródłach są zmuszeni do podjęcia działań zmierzających do przywrócenia w średnim i długim okresie rentowności działalności wytwórczej. Poniżej przedstawiono trzy strategie, których wdrożenie może pozwolić na realizację wskazanego celu:

- Pewna praca „w podstawie”,
- „Żegnaj podstawo”, czyli jak przeżyć w systemie,
- „Must run”.

Strategie różnią się między sobą podejściem do optymalizacji i ograniczenia poziomu kosztów stałych i kosztów zmiennych wytwarzania oraz efektywnego kierowania nakładów kapitałowych (np. na nowe inwestycje, modernizację, remonty). W każdej z tych strategii kontrola i nadzór nad poziomem tych kosztów są istotne, lecz akcent (szczególna koncentracja wysiłków przedsiębiorstwa energetycznego) jest odmienny dla poszczególnych strategii.

Należy zaznaczyć, iż powyższe strategie mogą mieć zastosowanie dla poszczególnych jednostek wytwórczych. W konsekwencji, przedsiębiorstwo energetyczne może stosować równocześnie każdą z nich.

PEWNA PRACA W „PODSTAWIE”

Strategia ta dedykowana jest przedsiębiorstwom energetycznym, które mają lub będą dysponować nowoczesnymi jednostkami wytwórczymi i/lub opartymi o ekonomiczne atrakcyjne paliwa.

Celem opisywanej strategii jest maksymalne wykorzystanie przewagi technologicznej (np. w zakresie sprawności i emisyjności źródła) lub lokalizacyjnej (np. bliskość źródeł zaopatrzenia w paliwa) przedsiębiorstwa energetycznego

i zapewnienie jednostce wytwórczej stałego miejsca w systemie i pracę w podstawie.

Przedsiębiorstwo energetyczne stosujące strategię „Pewna praca w podstawie” skupia swoje działania optymalizacyjne na poziomie kosztu zmiennego, koncentrując się na koszcie paliwa (ograniczenie kosztów zakupu, transportu etc.) oraz na koszcie emisji CO₂. Jednocześnie, w ramach tej strategii niezbędne jest utrzymanie racjonalnego poziomu kosztów stałych.

Dzięki tym działaniom oraz dzięki przewadze technologicznej i lokalizacyjnej jednostki wytwórczej przedsiębiorstwo energetyczne będzie w stanie zaoferować atrakcyjną cenę energii elektrycznej na rynku, a tym samym zagwarantować sobie odpowiedni czas pracy w roku oraz uplasowanie wysokiego wolumenu. Takie źródło będzie wchodziło do pracy zaraz po źródłach typu „must-run” (które mają pierwszeństwo pracy w systemie).

„ŻEGNAJ PODSTAWO”, CZYLI JAK PRZEŻYĆ W SYSTEMIE

Z uwagi na ograniczanie miejsca w systemie dla konwencjonalnych wytwórców z tytułu pierwszeństwa pracy źródeł „must run”, nie wszyscy dotychczasowi producenci będą mieli zdolność do uplasowania swojego wolumenu wynikającego z rzeczywistego potencjału wytwórczego. Zmniejszona liczba godzin pracy w roku, przy niezmiennym poziomie kosztów stałych, może skutkować brakiem możliwości pokrywania swoich operacyjnych kosztów działalności – średni jednostkowy koszt wytworzenia wzrasta. W takiej sytuacji wytwórca stoi przed wyborem jednej z dwóch opcji:

- wyłączenie jednostki,
- redukcja kosztów stałych.

Należy zaznaczyć bowiem, iż dla takich wytwórców możliwości redukcji kosztu zmiennego są ograniczone (np. poprzez technologię), więc jedynym sposobem na poprawę swojej sytuacji w stosunku do konkurentów jest redukcja kosztów stałych.

Zastosowanie powyższej strategii maksymalizuje szanse wytwórcy na pozostanie na rynku – należy zakładać, iż pierwszy z rynku wypadnie ten wytwórca, który ma zbliżone koszty zmienne, ale wyższe koszty stałe.

Stosując strategię „Żegnaj podstawo, czyli jak przeżyć w systemie”, przedsiębiorstwo energetyczne koncentruje się na dostosowaniu kosztu stałego. W tym celu podejmuje działania zmierzające do optymalizacji zasobów własnych niezbędnych do prowadzenia działalności produkcyjnej (np. w zakresie służb utrzymania ruchu, remontowych) i minimalizacji kosztów własnych i obcych związanych z działaniami okołoprodukcyjnymi (np. w zakresie funkcji wsparcia).

„MUST RUN”

Nieuchronność sytuacji, że nie dla wszystkich wytwórców będzie miejsce w systemie, skłania do poszukiwania strategii, jak zagwarantować sobie to miejsce. Jednym ze sposobów jest wspomniana już strategia „Pewna praca w podstawie” – wymaga to jednak osiągnięcia doskonałości na poziomie kosztu zmiennego oraz jest dedykowana dla dużych źródeł o stabilnym profilu dostaw.

Alternatywną strategią jest zagwarantowanie sobie statusu „must run”, czyli statusu źródła, które pracować musi. Takimi źródłami są instalacje OZE oraz elektrociepłownie. Komfort wyboru tej strategii mają wyłącznie inwestorzy, przed którymi stoi decyzja dotycząca kierunku inwestycji w segmencie wytwarzania.

Gwarancja miejsca w systemie jest pewnym uproszczeniem, ponieważ w dobie systemu aukcyjnego dla źródeł OZE, ograniczenia mocowego dla instalacji prosumenckich mających prawo do wsparcia czy ograniczonej liczby lokalizacji dla kogeneracji, potencjał dla źródeł „must run” jest również limitowany. Dlatego też i ci inwestorzy muszą zadbać o konkurencyjność swoich projektów.

Operatorzy systemu dystrybucyjnego

Chociaż dyskusja o wygraniu na rynku dla OSD ze względu na monopol naturalny w obszarze dystrybucji energii elektrycznej nie ma tak realnego wymiaru jak w konkurencyjnych obszarach rynku energetycznego, to możliwe jest wskazanie 3 grup działań biznesowych / strategii, które oddzieli efektywnych i nowoczesnych OSD od dystrybutorów wykorzystujących jedynie swoją historyczną pozycję. Wraz z wprowadzaniem przez Urząd Regulacji Energetyki elementów wynagrodzenia za efekt działań do systemu taryfikacji, wyższa efektywność powinna w średnim okresie oznaczać także lepsze wyniki. Trzy zidentyfikowane strategie to:

- inteligentni OSD,
- efektywni OSD,
- OSD jako dystrybutor informacji, a nie tylko energii.

INTELIGENTNI OSD

Oprócz postulowanych powyżej nowych ról pełnionych przez OSD i modeli biznesowych koniecznych do ich podjęcia, istotna jest także strona techniczna działania dystrybutorów. Opisywana zmiana podejścia z głównie reaktywnego monitorowania sieci dystrybucyjnej (głównie na poziomie niskiego napięcia) na podejście aktywne zarządzania systemem dystrybucyjnym, wymaga transformacji obszaru pozyskiwania i zarządzania danymi w OSD. Dane dotychczas pozyskiwane i przetwarzane „wyspowo” w różnych systemach stają się kluczowym zasobem każdego OSD. W szczególności dotyczy to danych w sieci niskich napięć nn, która obecnie nie jest wyposażona w narzędzia i funkcjonalności umożliwiające jej monitorowanie i zarządzanie w czasie rzeczywistym. Na poziomie systemów technologicznych spółek (systemy SCADA, GIS, systemy zarządzania danymi z liczników) oznacza to konieczność tworzenia wspólnych modeli danych oraz konieczność zintegrowanego planowania ich rozwoju.

Takie podejście umożliwia realizację 3 celów, które obecnie są priorytetami dużych europejskich OSD:

- wzrost obserwowalności sieci,
- wdrożenie funkcjonalności wspomagających regulację napięcia,
- wdrożenie funkcjonalności wspomagających wykrywanie i obsługę awarii.

Na poziomie wyniku biznesowego wdrożenie opisywanych funkcjonalności będzie oznaczało znacznie większą możliwość wpływu spółek na pobór mocy i energii z tej sieci, a tym samym na koszty i przychody OSD. Dodatkowym efektem będzie poprawa jakości dostarczanej energii i ciągłości zasilania. Oczywiście dokładny harmonogram i lista wdrażanych przez OSD funkcjonalności mogą być specyficzne dla każdego OSD – natomiast dobrą praktyką z innych rynków (np. w Wielkiej Brytanii) jest przeprowadzanie analizy biznesowej kosztów / korzyści wdrażania konkretnych funkcjonalności w warunkach lokalnych uwarunkowań posiadanej sieci dystrybucyjnej.

EFEKTYWNI OSD

W świetle opisywanego wyzwania „więcej za mniej” OSD mogą się spodziewać rosnącej presji Regulatora na obniżanie kosztów operacyjnych. W tej sytuacji naturalny będzie trend do tworzenia porównań efektywności operacyjnej różnych OSD, a także dyskusja o uzależnieniu wynagrodzenia danego OSD od wyników tych analiz porównawczych. Wskazują na to także przykłady międzynarodowe – np. E.ON czy RWE w swoich raportach rocznych w obszarze dystrybucji jako zasady modelu biznesowego podają wysoki stopień outsourcingu i ciągle dostosowania efektywności poprzez porównania z konkurencją.

Analizując inicjatywy podejmowane w obszarze zwiększania efektywności przez polskich OSD, należy zauważyć po pierwsze działania skierowane na porządkowanie działalności – polegające na tworzeniu centrów kompetencji i optymalizacji podziału procesów pomiędzy różnymi szczeblami organizacji. W wybranych przypadkach drogą do zwiększania efektywności było także wydzielenie ze struktur operatorów spółek odpowiedzialnych za utrzymanie sieci.

W kontekście opisywanych trendów związanych z tworzącym się rynkiem masowej energetyki prosumenckiej, należy spodziewać się powstania dodatkowego segmentu, na którym kluczowe będą kompetencje i zasoby związane z wykonawstwem prac instalatorskich i utrzymania sieci. Dla OSD może to z jednej strony oznaczać większą łatwość zapewnienia potencjalnie wydzielanym spółkom portfela zamówień, z drugiej konieczność utrzymania kluczowej kadry, która zyskuje możliwość pracy na rynku niezwiązanym z tradycyjnym rynkiem dystrybucji.

OSD JAKO DYSTRYBUTOR INFORMACJI, A NIE TYLKO ENERGII

W dyskusjach o transformacji rynku energetycznego to podmiotom działającym w komercyjnej części rynku – zarówno tradycyjnym sprzedawcom, jak i nowym podmiotom typu ESCO (ang. Energy Service Company – firmom świadczącym usługi związane z zarządzaniem energią) czy agregatorom (pośrednikom pomiędzy konsumentami z jednej strony, a rynkiem, OSD i operatorami systemów przesyłowych z drugiej), przypisuje się role związane z aktywną komunikacją z odbiorcami. Tymczasem w modelu obowiązującym w większości krajów Unii Europejskiej, gdzie OSD jest właścicielem licznika u odbiorcy końcowego (wyjątkiem jest np. rynek brytyjski) – to od działań OSD zależy możliwość szybkiej zmiany sprzedawcy, wprowadzenie nowych taryf czy rozliczenie produkcji w źródle prosumenta – słowem wprowadzenie nowych elementów „rynku” w energetyce. Z drugiej strony ze względu na neutralną rolę OSD, który jest podmiotem „zaufania publicznego” w zakresie pozyskiwania i udostępniania uprawnionym podmiotom danych klienckich, na dystrybutorze ciąży obowiązek zachowania standardów technicznych w procesach związanych z przetwarzaniem danych klienckich.

Powyższe uwarunkowania są obiektywnymi potrzebami rynku / klienta, ale to OSD musi realizować konieczne inwestycje w coraz bardziej zaawansowane rozwiązania w obszarze wymiany danych jako element tworzenia podstaw umożliwiających rozwój. Po uzyskaniu akceptacji społecznej tych inwestycji, OSD powinien skoncentrować się na doskonałości w sposobach przetwarzania i udostępniania danych dla celów komercyjnych. Równoległe dzięki wykorzystaniu danych klienckich w połączeniu z danymi z systemów technicznych, dystrybutorzy powinni usprawniać procesy prowadzenia ruchu w sieci, a tym samym zwiększać swoją efektywność.

Sprzedaż

W segmencie sprzedaży zmiana zachowania klientów oraz intensyfikacja walki konkurencyjnej wskazują na 3 główne wyzwania stojące przed sprzedawcami energii elektrycznej: utrata bazy klientów, erozja marży, pozyskanie nowych klientów.

Zmieniająca się baza klientów oraz pogorszenie rentowności wymagają od przedsiębiorstw wykształcenia narzędzi i podjęcia działań zmierzających z jednej strony do zabezpieczenia obecnej pozycji, z drugiej zaś do wykorzystania powstałych szans rynkowych.

Trzy strategie pomagające wygrać na rynku to:

- poznanie i zarządzanie bazą klientów,
- inteligentne partnerstwo,
- budowa „energetycznej” propozycji wartości.

POZNAWANIE I ZARZĄDZANIE BAZĄ KLIENTÓW

Obecnie konkurencja na polskim rynku energii elektrycznej zaczyna obejmować rynek masowy – gospodarstwa domowe oraz małe i średnie przedsiębiorstwa (taryfy C i G) – co wymaga stworzenia dla nich propozycji wartości. Ich specyfika jest inna niż dużych odbiorców z taryf A i B, gdzie dominującymi strategiami są konkurencja cenowa i indywidualna obsługa, często przez opiekuna klienta.

Chociaż nowi gracze testują rynek za pomocą różnych elementów propozycji wartości dla klienta, nie każdy nowy obszar konkurencji powinien stawać się obowiązkowy dla rynku. Gracze zasiedziali powinni przede wszystkim poznać własną bazę klientów i rozwijać tylko te elementy, które rzeczywiście mają wpływ na zachowania klientów. Można wyodrębnić trzypięciową strategię „Poznanie i zarządzanie bazą klientów”:

- **Stopień 1.:** Zadbaj o czynniki „higieniczne” (podstawowe) Wyniki badań klientów wskazują, że obawa klientów przed zmianą oraz niski poziom wiedzy sprawiają, że decyzja o zmianie sprzedawcy wymaga silnego bodźca. Dla większości tradycyjnych sprzedawców jest to dobra wiadomość, co najmniej w średnim terminie. Zadbanie o czynniki „higieniczne” powinno pozwolić na utrzymanie większości bazy klientów. Do warunków higienicznych

można zaliczyć: 1) konkurencyjny poziom cen (niekoniecznie najniższy), 2) akceptowalny poziom obsługi.

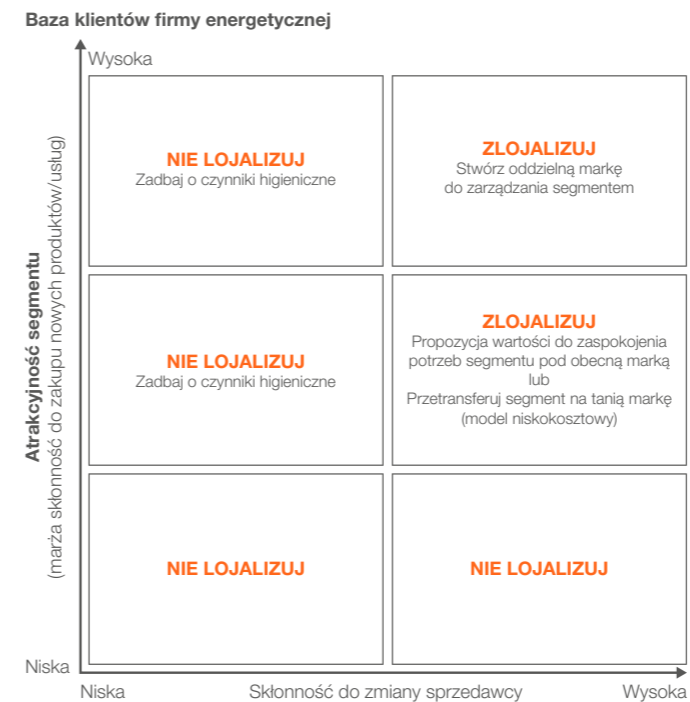
- **Stopień 2.:** Poznaj własną bazę Chociaż gracze zasiedziali posiadają dużą grupę klientów, ich wiedza na temat ich preferencji jest ograniczona. Konieczne jest wprowadzenie systematycznego procesu gromadzenia danych o klientach w różnych kanałach kontaktu. Dodatkowo budowa narzędzi w postaci CRM i bilingu pozwoli na ich efektywne wykorzystanie. Dzięki temu będzie możliwe zidentyfikowanie tylko szczególnie atrakcyjnych segmentów i rozwinięcie wokół nich spójnej propozycji wartości. Dlatego lojalizacja własnej bazy klientów również powinna być dostosowana do wartości klienta lub ryzyka jego odejścia.
- **Stopień 3.:** Efektywnie zarządzaj bazą Wyodrębnienie rozróżnialnych segmentów ze względu na istotne czynniki, np. wolumen, poziom wiedzy, stosunek do firm energetycznych, oraz potrzeby pozwoli stworzyć plan zarządzania tymi segmentami oraz dopasować odpowiednie narzędzia:

- Kanał informacji** – istotne jest kontrolowanie kanałów informacyjnych dla klienta oraz lepsze poznanie procesu podejmowania decyzji o zmianie – jaki kanał jest wywalaczem decyzji (reklama, znajomi itp.) oraz identyfikacja i wykorzystanie tych najefektywniejszych, np. jeśli klienci zaczną masowo korzystać z porównywarek cenowych na rynku energii elektrycznej, kształtowanie strategii cenowej przez graczy rynkowych powinno być realizowane przy uwzględnieniu wykorzystywanych przez nie algorytmów.
- Kanał akwizycji** – rynek masowy wymaga masowego sposobu akwizycji. Tradycyjna akwizycja bezpośrednia jest naturalnym wyborem na rynku nieświadomego klienta, jednak nie będzie ekonomicznie uzasadniona w segmentach, gdzie odbiorcy charakteryzują się niskim zużyciem (niska marża). Dlatego w średnim terminie sprzedawcy energii powinni zwrócić większą uwagę na rozwinięcie efektywnych kanałów zdalnych, np. dobrze działającej akwizycji call center bądź akwizycji online. Jednak rozwinięcie efektywnych zdalnych kanałów akwizycji na rynku masowym może być trudne – wymaga znacznie bardziej świadomego klienta oraz silnej marki. Dlatego w średnim terminie rozwinięcie takich kanałów może być znacznie łatwiejsze dla graczy zasiedziałych.
- Zarządzanie propozycją wartości** – wielkość segmentu oraz specyfika jego potrzeb będzie determino-

wała stopień zaawansowania narzędzia stworzonego do zarządzania nim i wykreowania dla niego propozycji wartości – poczynając od specyficznej linii produktowej, na tworzeniu oddzielnej marki kończąc.

Dla odpowiednio dużego segmentu wymagającego specyficznego traktowania, gdzie np. niska cena oraz wyższe standardy obsługi są kluczowe, strategią wartą rozważenia jest stworzenie oddzielnej marki. Pozwala ona indywidualnie zarządzać propozycją wartości, nie powoduje erozji wartości pozostałych segmentów (niższa cena jest oferowana tylko w ramach oddzielnej marki) oraz pozwala na osiągnięcie wyższej sprawności operacyjnej. Oczywiście taka strategia wiąże się z dużymi nakładami na marketing, reklamę, jednak może być dobrym rozwiązaniem ułatwiającym zarządzanie poszczególnymi segmentami.

„Poznanie i zarządzanie bazą klientów” – ilustracja koncepcji

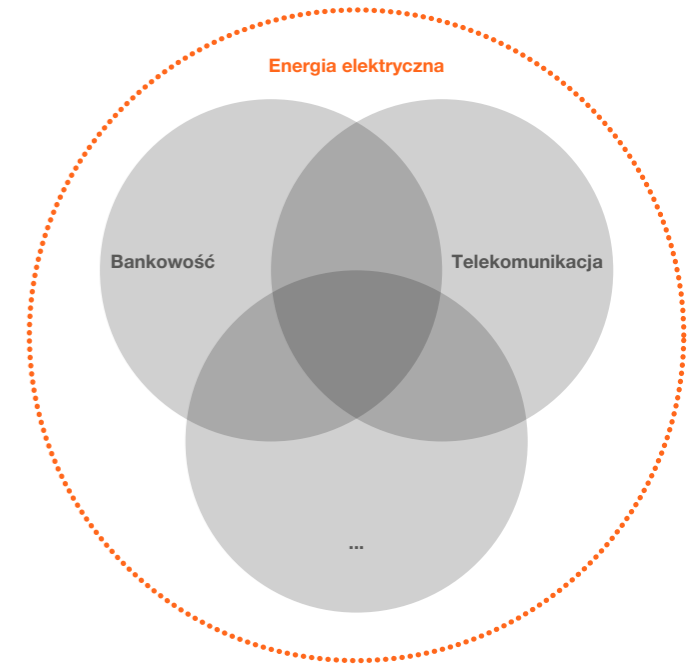


Źródło: Analiza PwC

INTELENTNE PARTNERSTWO

Klient na rynku energetycznym jest uniwersalny – każdy jest konsumentem energii elektrycznej. Zatem każdy klient innej branży klienta masowego jest także klientem na rynku energii elektrycznej.

Uniwersalność klienta na rynku energii elektrycznej



Źródło: Analiza PwC

Dlatego realizacja celu firmy energetycznej związanego z przedstawieniem propozycji wartości sprzyjającej lojalizacji oraz pozyskaniu klientów może zostać zrealizowana poprzez odpowiednio skonstruowane partnerstwa. W związku z tym, że bazy klientów są wspólne dla różnych branż powstaje naturalna tendencja do poszukiwania synergii w zakresie kosztu pozyskania i obsługi klienta. Jest to szczególnie istotne dla tworzenia propozycji wartości dla taryfy G, gdzie marża jest regulowana i nie ma miejsca na dużą obniżkę cenową.

Uniwersalność klienta energetycznego jest szansą dla firm z sektora, ale również może być czynnikiem rodzącym istotne ryzyka. Baza klientów graczy zasiedziałych na rynku energii elektrycznej jest dobrze zdefiniowana, co najmniej terytorialnie, co stanowi wartość dla firm pochodzących z innych branż klienta masowego, zainteresowanych ekspansją w danym regionie. Kompetencje właściwe dla dojrzałych branż masowych takich jak bankowość czy telekomunikacja są bardzo trudne do skopiowania dla firmy energetycznej. Natomiast rynek sprzedaży energii elektrycznej poza koniecznością wysokiego zaangażowania kapitału pracującego do prowadzenia obrotu na rynku hurtowym pozbawiony jest istotnych barier wejścia. Dlatego firmy energetyczne powinny ostrożnie podchodzić do wszelkiego rodzaju partnerstwa z firmami z bardziej dojrzałych rynków klienta masowego. W długim okresie

partner może stać się aktywnym graczem na rynku energii elektrycznej i rywalem w walce o klienta. Udostępnianie własnej bazy klientów może być strategią pozwalającą zwiększyć rentowność w krótkim okresie, ale zagrażającą pozycji rynkowej w dłuższej perspektywie.

Być może więc realizacja synergii (niższy koszt sprzedaży i obsługi klienta) z punktu widzenia firmy elektroenergetycznej powinna się dokonać poprzez łączenie kilku produktów związanych z energią – np. z gazem. Klientom łatwiej jest zaakceptować zakup łączony energii elektrycznej z innymi rodzajami energii niż z produktami pochodzącymi z innych branż, a nawet w przypadku nawiązania partnerstwa jest mniejsze ryzyko współpracy z takim podmiotem, który nie wyprzedza radykalnie firmy energetycznej w obszarze procesów klienckich. Dlatego firmy energetyczne powinny starać się zbudować propozycję wartości opartą na pakiecie różnych energii, zaś produkty pochodzące z branż dojrzałych sprzedawać selektywnie.

Istotne jest zatem selektywne kierowanie ofert partnerskich do własnej bazy klientów, np. do segmentów szcze-

gólnie narażonych na odejście, nie zaś na masową skalę. Ważne jest dobre rozpoznanie własnej bazy klientów i ich preferencji w celu zbudowania modelu partnerskiego korzystnego dla firmy energetycznej oraz minimalizującego wyżej wspomniane ryzyka. Oczywiście selektywne kierowanie ofert będzie możliwe tylko w przypadku dobrego rozpoznania własnej bazy klientów oraz stworzenia narzędzi do zarządzania poszczególnymi segmentami.

BUDOWA „ENERGETYCZNEJ” PROPOZYCJI WARTOŚCI

Spadek marż ze względu na walkę cenową na rynku energii elektrycznej wymaga równoległej sprzedaży innych, nowych produktów. Jak to zostało opisane w strategii „Inteligentne partnerstwo”, sprzedaż produktów pochodzących z innych branż klienta masowego, chociaż ma potencjał poprawy rentowności, może być niebezpieczną strategią w długim okresie.

Branże masowe spełniają specyficzne potrzeby klientów: branża telekomunikacyjna sprzedaje klientowi innowacyjność, branża bankowa bezpieczeństwo finansowe, branża energetyczna również powinna znaleźć unikatową potrzebę klienta, którą jest w stanie zaspokoić. Firmy energetyczne powinny zbudować propozycję wartości wokół kompetencji energetycznych lub kojarzonych z energią.

„Techniczna” marka oraz konotacje energetyki z bezpieczeństwem i stabilnością mogą zostać wykorzystane do budowy szerokiej gamy produktów. Produkt energetyczny to znacznie więcej niż dostawa energii (energia elektryczna, gaz, ciepło) – może to być kompleksowa usługa związana z zarządzaniem mediami. Istotne jest jednak znalezienie wystarczająco dużego rynku na „produkt energetyczny”. Na dojrzałych rynkach takie usługi są zbudowane wokół usług dla domu.

Klienci mieszkający w domach charakteryzują się większym zużyciem energii elektrycznej, gazu oraz mają pewnego rodzaju autonomię nad zarządzaniem swoimi domowymi instalacjami. Dlatego firma energetyczna może rozwinąć szeroką gamę produktów wspierających utrzymanie instalacji nie tylko energii elektrycznej, ale również gazowej, hydraulicznej, oraz wspierać klienta w optymalizacji energochłonności jego domu, np. usługi ocieplania domu, instalacja paneli fotowoltaicznych.

Budowa „energetycznej” propozycji wartości - ilustracja koncepcji

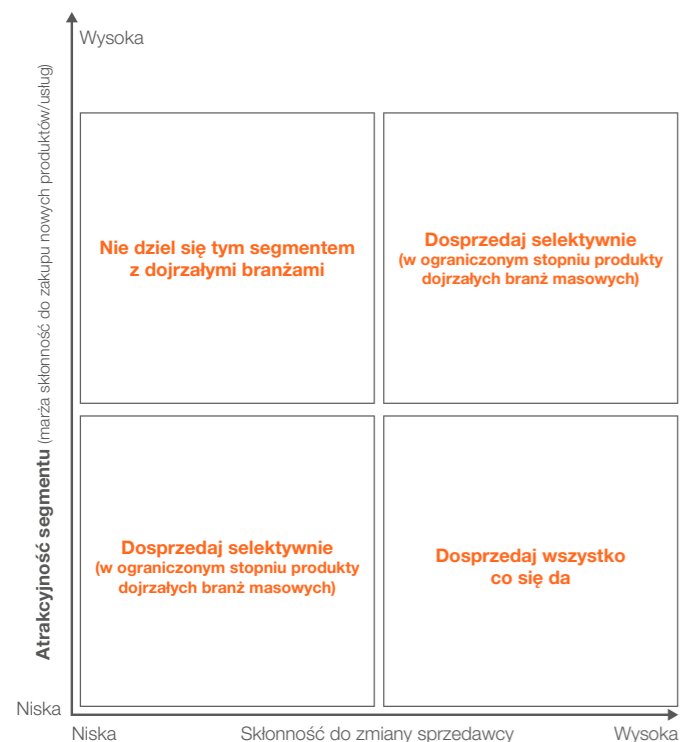


Źródło: Analiza PwC

Z uwagi na fakt, że oferta dodatkowych produktów i usług będzie naturalnym elementem konkurencji na rynku energii elektrycznej, to w średnim okresie powstanie pytanie jak się wyróżnić. Usługi techniczne wymagają dużego zaangażowania zasobów ludzkich, zatem jednym ze sposobów jest budowanie bardzo specjalistycznego serwisu na zasobach grup kapitałowych związanych z energetyką. Pozwoli to firmie energetycznej zadbać o autentyczność obietnic i posiadanie kontroli nad jakością doświadczenia klienta. Oczywiście takie rozwiązanie charakteryzuje się wyższymi kosztami, zatem pozostaje pytanie czy klienci docenią taką propozycję wartości i będą skłonni za nią więcej zapłacić.

„Inteligentne partnerstwo” – ilustracja koncepcji

Baza klientów firmy energetycznej



Źródło: Analiza PwC

Kontakt

Piotr Łuba

Partner Zarządzający Doradztwem Biznesowym
Lider Grupy Energetycznej
PwC
Tel.: +48 22 746 4679
e-mail: piotr.luba@pl.pwc.com

Dorota Dębińska-Pokorska

Dyrektor, Grupa Energetyczna
PwC
Tel.: +48 22 746 7150
e-mail: dorota.debinska-pokorska@pl.pwc.com

Sebastian Janda

Wicedyrektor, Grupa Energetyczna
PwC
Tel.: +48 22 746 7283
e-mail: sebastian.janda@pl.pwc.com

Joanna Erdman

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

Kazimierz Rajczyk

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

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

PwC Polska Sp. z o.o. oraz ING Bank Śląski S.A. dołożyły należytej staranności w celu zapewnienia, że zawarte informacje nie były błędne lub nieprawdziwe w dniu ich publikacji, jednak PwC Polska Sp. z o.o. oraz ING Bank Śląski S.A. i ich pracownicy nie ponoszą odpowiedzialności za ich prawdziwość i kompletność, jak również za wszelkie szkody powstałe w wyniku wykorzystania niniejszej publikacji lub zawartych w niej informacji.

Niniejsza publikacja została przygotowana wyłącznie w celach informacyjnych i nie stanowi rekomendacji inwestycyjnej ani oferty dotyczącej zakupu bądź sprzedaży jakiegokolwiek instrumentu finansowego w rozumieniu odpowiednich przepisów Kodeksu cywilnego, ustawy z dnia 29 lipca 2005 roku o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych (Dz.U. z 2005 r. nr 184, poz. 1539) lub ustawy z dnia 29 lipca 2005 roku o obrocie instrumentami finansowymi (Dz.U. z 2005 r. nr 183, poz. 1538).

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