



Jak zazieleniają się globalne spółki naftowe?

Strategie koncernów
wobec zmian klimatycznych
i transformacji energetycznej

300GOSPODARKA

PARTNER STRATEGICZNY



Warszawa, wrzesień 2019 r.

Autor: Michał Dorociak

Projekt graficzny: SUBKO&CO

Skład i łamanie: SUBKO&CO

Redakcja: 300GOSPODARKA

ul. Bagatela 15/73

00-585 Warszawa

© Copyright by 300GOSPODARKA SP. Z O.O.

ISBN 978-83-954071-2-3

SPIIS TREŚCI

WSTĘP	5
--------------	----------

01

CZŁOWIEK I ZIEMIA W OBLICZU KATASTROFY	8
---	----------

ZANIECZYSZCZENIE POWIETRZA	8
-----------------------------------	----------

ZMIANY KLIMATYCZNE	9
---------------------------	----------

KONSEKWENCJE POLITYKI KLIMATYCZNEJ DLA PRZEDSIĘBIORSTW NAFTOWYCH	10
---	-----------

KONCERNY NAFTOWE W OBLICZU KONIECZNOŚCI ZMIANY STRATEGII	11
---	-----------

02

TRANSFORMACJA ENERGETYCZNA I ELEKTRYFIKACJA	13
--	-----------

03

ŚWIAT NISKICH CEN ROPY NAFTOWEJ	14
--	-----------

04

ZIELONA ALTERNATYWA

NIESPEŁNIONA OBIETNICA ENERGII JĄDROWEJ	16
WYBOISTA DROGA DO ZIELONEJ ENERGII	17
KLASYFIKACJA ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII	20
ZIELONA PRZYSZŁOŚĆ	22

05

DZIAŁANIA KONCERNÓW MIĘDZYNARODOWYCH

BP	24
ROYAL DUTCH SHELL	29
STATOIL – EQUINOR	32
ORSTED	34
PKN ORLEN	36

06

PODSUMOWANIE

PRZYPISY	42
----------	----

Wstęp

Wiek XX był wiekiem ropy naftowej. Czy wiek XXI ma szansę to powtórzyć? Krótka odpowiedź brzmi: nie.

50 mld dol.

planują
zainwestować
łącznie
w OZE do 2025 r.
koncerny Shell,
Orsted, BP,
Equinor

**.50%
i 30%**

– odpowiednio –
może do 2040 r.
spaść
zapotrzebowanie
na benzynę
i olej napędowy

Celem poniższego raportu jest przedstawienie strategii wybranych europejskich przedsiębiorstw naftowych wobec globalnej transformacji energetycznej. Dla sektora naftowego będzie ona oznaczała przede wszystkim spadek znaczenia paliw wytwarzanych z ropy naftowej w transporcie i jego rosnącą elektryfikację.

Spółkami na przykładzie których podjęta zostanie próba opisanie szerszego trendu transformacyjnego w sektorze naftowym są BP, Shell, Equinor oraz Orsted.

Trzy pierwsze z nich (BP, Shell i Equinor) należą do kategorii tzw. International Oil Companies (Międzynarodowych Spółek Naftowych). Od tzw. National Oil Companies (Państwowych Spółek Naftowych) odróżnia je fakt bycia notowanymi na giełdzie i w związku z tym podlegania innym zasadom niż te rządzące przedsiębiorstwami państwowymi w krajach OPEC (ang. Organization of the Petroleum Exporting Countries – Organizacji Krajów Eksportujących Ropę Naftową) i Rosji, które są nierozdzielnie związane z interesami rządów tych państw.

Czwarta z omawianych spółek – Orsted (dawniej DONG Energy) – jeszcze do niedawna również mogła być uznawana za IOC, ale w 2017 r. zbyła wszystkie aktywa w sektorze ropy i gazu. Niemniej, pojawia się w tym zestawieniu jako przykład najambitniejszej (w zasadzie już dokonanej) transformacji.

Charakterystyczne dla omawianych w raporcie spółek jest duże znaczenie w ich działalności segmentu upstream, polegającego na wydobyciu ropy i gazu, który jest odpowiedzialny za większą część ich corocznego zysku. Wyróżnia je to od polskich przedsiębiorstw naftowych (Orlen i Lotos), które nie mają zbyt dużo własnego wydobycia, a zarabiają przede wszystkim na segmencie downstream, polegającym na przetwarzaniu ropy naftowej w zakładach rafineryjnych i petrochemicznych w produkty końcowe, takie jak paliwa czy tworzywa sztuczne, oraz sprzedaży tych produktów.

W konsekwencji analizowane spółki będą reagować na niektóre procesy omawiane w raporcie nieco inaczej niż nasze krajowe przedsiębiorstwa. Np. spadek ceny ropy naftowej w 2014 r., który mocno nadwyrężył zyskowność spółek z silnym segmentem upstream, dla spółek opierających się na segmencie downstream

był zjawiskiem pozytywnym, doprowadzając do wzrostu ich marż rafineryjnych (liczonych jako różnica pomiędzy ceną sprzedawanego produktu, np. benzyny, a ceną surowca – ropy naftowej).

Niemniej, przedstawienie strategii ww. czterech międzynarodowych przedsiębiorstw, polegających na zwiększaniu zaangażowania w sektor odnawialnych źródeł energii (OZE) i szeroko pojętych technologii niskoemisyjnych (obejmujących zarówno takie technologie, jak CCUS – sekwestracja i wykorzystanie dwutlenku węgla z jednej strony, jak i ładowanie pojazdów elektrycznych z drugiej) ma w poniższym raporcie posłużyć udowodnieniu tezy, że globalna transformacja energetyczna jest nieuchronna i że przedsiębiorstwa naftowe zdając sobie z niej sprawę, rozpoczęły już konieczne działania. Choć niektóre opisywane poniżej problemy, takie jak unburnable carbon, nie będą bezpośrednio dotyczyć polskich przedsiębiorstw naftowych, także one muszą dostosowywać swoje strategie do długoterminowych trendów, poprzez m.in. zwiększanie roli petrochemii w swojej działalności, inwestycje w OZE czy rozwój infrastruktury paliw alternatywnych.

W związku z powyższym, w poniższym raporcie pojęcia „przedsiębiorstwo naftowe” lub „koncern naftowy” będą odnosić się przede wszystkim do opisywanych spółek (BP, Shell, Equinor i w pewnym zakresie Orsted) oraz odpowiednio do innych międzynarodowych przedsiębiorstw naftowych (IOC), dla których segment upstream stanowi znaczną część działalności.

**na 243
mld euro**

*szacuje się w UE
roczne koszty
skutków
zanieczyszczenia
powietrza*

do 30%

*wzrośnie wg BP
udział OZE
w produkcji
energii elektrycznej
na świecie w 2040 r.*

za 41%

*całkowitego
wzrostu zielonych
inwestycji na świecie
odpowiadały
w 2017 r. Chiny*

Pierwszy rozdział będzie poświęcony przedstawieniu zagrożeń dla człowieka, środowiska naturalnego i systemu klimatycznego płynących z kontynuacji eksploatacji paliw kopalnych.

Kolejny rozdział omawia drugi z motorów napędowych obecnej transformacji energetycznej – digitalizację.

Rozdział trzeci pokaże rynkowy kontekst działań przedsiębiorstw naftowych – świat niskich cen ropy naftowej.

Rozdział czwarty przedstawi alternatywę dla świata i biznesowej przyszłości przedsiębiorstw naftowych – odnawialne źródła energii (OZE).

Kolejne rozdziały poświęcone zostaną przedstawieniu charakteru transformacji energetycznej oraz strategiom poszczególnych przedsiębiorstw energetycznych włączania się w nią.

W podsumowaniu przedstawimy zaś cztery kluczowe zasady obowiązujące spółki naftowe w dobie przemian.

Jak przekonywał w 2017 r. brytyjski tygodnik The Economist, ropą XXI wieku mają być dane, które w obecnym stuleciu będą miały takie znaczenie dla gospodarki światowej, jakiew poprzednim miała ropa [1]. Jest to efekt digitalizacji, która powoduje wzrost roli danych nieustannie przesyłanych pomiędzy komunikującymi się ze sobą urządzeniami elektronicznymi. Jednocześnie digitalizacja przyspiesza elektryfikację gospodarki. Jako że wszędzie otaczające nas urządzenia elektroniczne mogą być napędzane tylko przy użyciu energii elektrycznej, elektryczność zwiększa swój udział w całkowitej finalnej konsumpcji energii kosztem ropy [2].

Wiek XX był świadkiem gigantycznego wzrostu zużycia ropy, która pozwoliła na zrewolucjonizowanie sektora transportu, napędzając nasze samoloty, statki, pociągi i samochody. Jednak autonomiczne samochody przyszłości nie będą używały silników spalinowych – będą samochodami elektrycznymi. Nawet zanim wypełnią one ulice naszych miast, sytuacja na rynku ropy naftowej stanie się zapewne znacznie mniej obiecująca niż spodziewano się jeszcze 10 lat temu.

Mieszkańcy Ziemi nie mogą też odkładać w czasie jednego z największych wyzwań przed jakimi dzisiaj stoimy – ochrony środowiska naturalnego i systemu klimatycznego. Wzmożone emisje dwutlenku węgla i innych szkodliwych substancji będące efektem intensywnego spalania paliw kopalnych w trakcie ostatniego półwiecza doprowadziły do zaburzenia bioróżnorodności, wzrostu średniej temperatury powietrza i przedwczesnej śmierci milionów ludzi.

.35%

*spadnie do 2040 r.
zużycie ropy
naftowej w Europie
wg MAE*

Jaka w takim kontekście jest przyszłość przedsiębiorstw produkujących ropę naftową, które zapewniły najszybszy w historii postęp gospodarczy i do dziś odpowiadają za znaczną część kapitalizacji największych giełd w USA i Wielkiej Brytanii [3]?

01 | Człowiek i Ziemia w obliczu katastrofy

Liczba ludzi na świecie osiągnęła w 2018 r. poziom 7,7 mld. Zgodnie z prognozami Organizacji Narodów Zjednoczonych (ONZ) do 2100 r. przekroczy 11 mld. Wzrost liczby ludności będzie dokonywał się przede wszystkim w regionach, które przeżywają obecnie okres dynamicznego rozwoju gospodarczego połączonego ze wzrostem poziomu życia i konsumpcji, a co za tym idzie - również ze wzrostem zużycia energii.

Według prognoz Międzynarodowej Agencji Energetycznej (MAE), tylko do 2040 r. w Indiach zapotrzebowanie na energię wzrośnie dwukrotnie, rosnąc w tempie średnio 3,3 proc. rocznie. W Afryce, na Bliskim Wschodzie oraz w Południowo-Wschodniej Azji będzie ono rosło w tempie 2-2,3 proc. rocznie [4]. Przy utrzymaniu obecnych polityk i regulacji wzrost zapotrzebowania będzie zaspokojony w dużej mierze przez wzrost

zużycia paliw kopalnych (przede wszystkim ropy naftowej i gazu ziemnego, przy utrzymującym się mniej więcej poziomie zużycia węgla [5]). Będzie to skutkowało znaczącym wzrostem emisji szkodliwych substancji uwalnianych do atmosfery w procesie spalania paliw kopalnych. Prognozuje się, że emisje CO₂ wzrosną z poziomu 32,6 Gt w 2017 r. do 42,5 Gt w 2040 r. [6]. Skutki powyższego mogą być dla Ziemi i jej mieszkańców piorunujące, doprowadzając do dalszej degradacji środowiska naturalnego oraz systemu klimatycznego.

Prognozuje się, że emisje CO₂ wzrosną z poziomu 32,6 Gt w 2017 r. do 42,5 Gt w roku 2040.

Zanieczyszczenie powietrza

Zdaniem Europejskiej Agencji Środowiska zanieczyszczenie powietrza pyłem zawieszonym PM2.5, dwutlenkiem azotu (NO₂) oraz ozonem troposferycznym było w 2015 r. powodem przedwczesnej śmierci prawie 520 tys. osób w Europie, z czego ponad 480 tys. stanowili mieszkańcy Unii Europejskiej [7]. Głównymi źródłami powyższych zanieczyszczeń są transport oraz ogrzewanie domowe, oba oparte na paliwach kopalnych.

Skrócona długość życia jest jednak tylko jednym - choć najpoważniejszym - z licznych skutków zanieczyszczenia powietrza. Badania wykazują, że przyczynia się ono również do występowania astmy, cukrzycy, a nawet do zaburzeń w rozwoju anatomicznym dzieci w okresie prenatalnym [8]. Niektóre badania wskazują nawet na związek pomiędzy występowaniem smogu a wzmożoną przestępczością [9]. W efekcie koszty skutków zanieczyszczenia powietrza w UE szacuje się na co najmniej 243 mld euro rocznie [10].

Powyższe liczby ulegają znacznemu zwiększeniu, kiedy przechodzimy z poziomu UE – obszaru najambitniejszej na świecie polityki środowiskowej i klimatycznej – na poziom globalny. Szacuje się, że w 2017 r. na całym świecie liczba osób, które zmarły przedwcześnie z powodu zanieczyszczenia powietrza sięgnęła 4,9 mln [11].

W efekcie zanieczyszczenie powietrza staje się piątą najpoważniejszą przyczyną zgonów. Co więcej, według analiz prowadzi ono

do skrócenia długości życia każdego mieszkańca Ziemi o średnio rok i 8 miesięcy [12].

243 mld euro

na tyle szacuje się w UE roczne koszty skutków zanieczyszczenia powietrza

Zmiany klimatyczne

Zanieczyszczenie powietrza zdaje się być mimo wszystko dużo łatwiejszym wyzwaniem niż zmiany klimatu. O ile środki takie, jak elektryfikacja transportu, zwiększenie udziału OZE w produkcji energii elektrycznej czy rozwój sieci ciepłowniczej poprzez przyłączanie do niej coraz większej liczby gospodarstw domowych mogą pozwolić każdemu państwu z osobna na rozwiązanie wyżej opisanych problemów i poprawę warunków, w których żyją ich obywatele, o tyle zmiany klimatu stanowią typowy przykład collective action problem – to problem, którego nie da się rozwiązać poprzez indywidualne działania. System klimatyczny jest bowiem jak system naczyń połączonych – silne emisje CO₂ w jednym regionie świata oddziałując na klimat mogą prowadzić do negatywnych zjawisk w zupełnie innej części globu. Według Fourth National Climate Assessment przygotowanego w 2018 r. przez zespół naukowców dla amerykańskiego rządu, to topniejący lód w rejonie Arktycznym oraz rosnąca temperatura Oceanu Arktycznego mogą być odpowiedzialne za takie zjawiska, jak wzrost poziomu morza na Alasce oraz wzrost liczby pożarów lasów [13]. Co więcej, zmiany klimatu na Arktyce mogą w nadchodzących latach silnie oddziaływać na trendy pogodowe również w pozostałych 49 stanach [14]. Jednocześnie niektóre analizy wykazują, że to rozrost rejonów tropikalnych na południe od Stanów Zjednoczonych przyczynił się do wysuszania Południowego Zachodu USA [15]. Nawet gdyby Stany Zjednoczone samodzielnie podjęły intensywne działania mające na celu redukcję emisji CO₂, mogłyby być one niewystarczające do przeciwdziałania dalszym zmianom klimatu na ich terytorium. A zmiany te mogą być dla USA bardzo kosztowne – autorzy raportu szacują, że w 2090 r. mogą osiągnąć poziom nawet 900 mld dol. rocznie [16].

900 mld dol.

tyle mogą kosztować każdego roku skutki zmian klimatycznych w USA

Konsekwencje zmian klimatu dotkną całego świata, najmocniej jednak uderzą w rejony okołozwrotnikowe. Zgodnie z Representative Concentration Pathway 8.5 (RCP 8.5), najbardziej drastycznym scenariuszem używanym przez Intergovernmental Panel on Climate Change, zakładającym brak zmian w polityce emisyjnej, roczne emisje CO₂ do końca XXI w. wzrosną trzykrotnie, doprowadzając do prawdopodobnego wzrostu temperatury powietrza o ok. 4 stopnie Celsjusza w porównaniu z poziomem z epoki preindustrialnej [17]. Według 5th Assessment Report przygotowanego przez IPCC, skutki tego będą katastrofalne. Dalsze zmiany klimatu mogą doprowadzić do:

- ▶ spadku bioróżnorodności,
- ▶ spadku zasobów wody pitnej,
- ▶ spadku plonów,
- ▶ poważnych uszkodzeń infrastruktury,
- ▶ suszy,
- ▶ zalania wielu obszarów,
- ▶ przedwczesnej śmierci wielu ludzi [18].

Co więcej, wpływ tych zmian nie będzie rozkładał się równomiernie pomiędzy wszystkich członków globalnej społeczności. Najmocniej zmiany klimatu dotkną bowiem najuboższych [19], utrudniając tym samym realizację pozostałych Celów Zrównoważonego Rozwoju (Sustainable Development Goals) opracowanych przez ONZ, takich jak: walka z ubóstwem czy brak głodu.

Wspólne globalne działania mające na celu przeciwdziałanie zmianom klimatu stają się dzisiaj koniecznością i jedyną drogą do uratowania Ziemi i jej mieszkańców przed katastrofą. Mogą przy tym dać znaczące korzyści ekonomiczne większości państw.

CELE ZRÓWNOWAŻONEGO ROZWOJU



Źródło: ONZ.

Konsekwencje polityki klimatycznej dla przedsiębiorstw naftowych

Zakończony w grudniu 2018 roku ostatni szczyt klimatyczny COP24 w Katowicach potwierdził postanowienia porozumienia paryskiego z 2015 r., zobowiązującego państwa sygnatariuszy do ograniczenia wzrostu średniej temperatury na świecie do poziomu znacznie niższego niż 2°C powyżej poziomu sprzed epoki przemysłowej

oraz podejmowania wysiłków mających na celu ograniczenie wzrostu do 1,5°C [20]. Głównym efektem tej konferencji stał się pakiet implementacyjny porozumienia paryskiego określający wspólne zasady mierzenia i raportowania wysiłków podejmowanych przez państwa w celu ograniczenie emisji.

Jednym z sektorów, który może być najbardziej dotknięty efektami międzynarodowej polityki klimatycznej jest sektor naftowy. Według specjalnego raportu przygotowanego w październiku 2018 r. przez Międzyrządowy Zespół ds. Zmian Klimatu (IPCC), scenariusz zakładający nawet najpoważniejsze odchylenia od celu 1,5°C przewiduje wzrost zużycia energii pierwotnej pochodzącej z ropy naftowej pomiędzy 2020 a 2050 rokiem o zaledwie 6 proc. [21]. Natomiast mediana dla 53 scenariuszy zakładających maksymalne odchylenie od celu 1,5°C o 0,1°C, daje spadek zużycia energii pierwotnej z ropy naftowej w tych ramach czasowych o 66 proc. [22]. Dla porównania, wzrost zużycia energii pierwotnej pochodzącej z ropy naftowej pomiędzy 1987 r. a 2017 r. (również 30 lat), według danych BP Statistical Review of World Energy 1965 – 2017, wyniósł 51,2 proc. [23].

Podobne przewidywania wynikają ze scenariuszy projektowanych przez Międzynarodową Agencję Energetyczną. Zgodnie ze Scenariuszem Zrównoważonego Rozwoju z World Energy Outlook 2018 (zakładającym wzrost średniej temperatury o nie więcej niż 1,7-1,8°C w stosunku do poziomów przedindustrialnych [24]), globalny szczyt popytu na ropę naftową na poziomie 97 tys. baryłek dziennie przypadnie ok. 2020 r., po czym do 2040 r. zużycie ropy spadnie o 26 proc. w porównaniu z rokiem 2017 [25].

Biorąc pod uwagę, że świat nie znajduje się obecnie na ścieżce do realizacji tego scenariusza (a co za tym idzie nie znajduje się na ścieżce do realizacji porozumienia paryskiego), bardziej zasadnym jest skupienie się na analizie Międzynarodowej Agencji Energetycznej New Policies Scenario, która opiera się na wprowadzeniu w życie obecnie ogłaszanych strategii i ambicji oraz przewidywaniom co do rozwoju obecnie dostępnych technologii [26].

Scenariusz zakładający najpoważniejsze odchylenia od celu 1,5°C przewiduje wzrost zużycia energii pierwotnej pochodzącej z ropy naftowej pomiędzy 2020 a 2050 rokiem o zaledwie 6 proc. Dla porównania, pomiędzy 1987 r. a 2017 r. wzrost energii pierwotnej z ropy wyniósł 51,2 proc.

Według tego scenariusza, Europa i tak pozostaje obszarem najpoważniejszego spadku popytu na ropę naftową – o 1,8 proc. rocznie – gdzie w 2040 r. zużycie ropy będzie o 35 proc. niższe niż w 2017 r. [27].

Koncerny naftowe w obliczu konieczności zmiany strategii

Powyższe scenariusze wskazują na bardzo duże ryzyko dla przedsiębiorstw naftowych, zwłaszcza zaangażowanych w upstream. Sprowadzają się one przede wszystkim do problemu tzw. unburnable carbon (niespalanego węgla) [28]. Polega on na wskazaniu, że znaczna część wszystkich dzisiaj zidentyfikowanych złóż paliw kopalnych (ropy naftowej, gazu ziemnego i węgla) nie może zostać wykorzystana do produkcji energii, jeżeli chcemy zapewnić realizację naszych celów redukcji emisji CO₂.

Według Poczdamskiego Instytutu Badań nad Zmianami Klimatycznymi, aby zredukować do 20 proc. ryzyko wzrostu temperatury o 2°C, sumaryczne emisje CO₂ w latach 2000-2050 nie powinny przekroczyć 886 Gt CO₂ [29]. Przypomnijmy, że w latach 2000-2016 emisja CO₂ sięgnęła 533 Gt. Nawet biorąc pod uwagę nieco mniej rygorystyczny w tym zakresie raport IPCC, zgodnie z którym, aby nie przekroczyć celu 2°C nasz globalny carbon budget (budżet emisji dwutlenku węgla – czyli maksymalna ilość dwutlenku węgla, która może zostać

wyemitowana, aby średnia temperatura na Ziemi nie wzrosła o więcej niż 2°C w porównaniu z epoką preindustrialną) na lata 2011-2050 wynosi 870-1240 Gt CO₂, osiągnięcie tego celu oznaczałoby, że do 2050 roku aż 35 proc. obecnie zidentyfikowanych złóż ropy naftowej (449 mld baryłek) nie może zostać „spalonych” [30].

Przesunięcie produkcji rafineryjnej na lekkie produkty (których udział w produkcji może wzrosnąć z 18 proc. obecnie do nawet 30 proc. w 2040 r.) będzie konieczny, ale niewystarczający dla przedsiębiorstw naftowych pragnących zapewnić sobie stabilną przyszłość.

Niegdysiejszy strach przed wyczerpaniem się surowców energetycznych jest więc już nieaktualny. Dla przedsiębiorstw naftowych oznacza to, że strategia polegająca na maksymalizacji potwierdzonych rezerw prowadząca do wzrostu wartości spółki i przewidywanych przyszłych przepływów pieniężnych także jest już nieaktualna. Obecnie może nawet prowadzić do przeszacowania aktywów przedsiębiorstw naftowych, z których część może w przyszłości okazać się „aktywami osieroconymi”, jak ostrzegał już w 2015 r. prezes Banku Anglii Mark Carney [31].

Strategia firm naftowych polegająca na maksymalizacji potwierdzonych rezerw prowadząca do wzrostu wartości spółki i przewidywanych

przyszłych przepływów pieniężnych jest już nieaktualna. Może nawet prowadzić do przeszacowania aktywów.

Również sektor downstream (transport, przerób ropy, sprzedaż) może być w nadchodzących latach obszarem dużych przetarasowań. Zgodnie z przytaczanym powyżej Scenariuszem Zrównoważonego Rozwoju Międzynarodowej Agencji Energetycznej, pomiędzy 2017 r. a 2040 r. zapotrzebowanie na benzynę oraz olej napędowy może spaść nawet o - odpowiednio - 50 i 35 proc. [32]. Będzie to przede wszystkim efekt wzrostu efektywności silników spalinowych oraz rosnącej elektryfikacji sektora samochodowego. Trend spadkowy będzie obejmował również popyt na olej opałowy, a objąć może nawet kerozynę wykorzystywaną jako paliwo silnikowe.

Zdecydowany wzrost popytu będzie widoczny wyłącznie na produkty wykorzystywane w przemyśle petrochemicznym, ale nawet on nie będzie w stanie zrównoważyć spadku zapotrzebowania na pozostałe produkty. Przesunięcie produkcji rafineryjnej na lekkie produkty (których udział w produkcji może wzrosnąć z 18 proc. obecnie do nawet 30 proc. w 2040 r.) będzie konieczny, ale niewystarczający dla przedsiębiorstw naftowych pragnących zapewnić sobie stabilną przyszłość.

50% i 35%

o tyle - odpowiednio - może spaść zapotrzebowanie na benzynę oraz olej napędowy pomiędzy 2017 r. a 2040 r.

02

Transformacja energetyczna i elektryfikacja

Omówiona powyżej dekarbonizacja, będąca głównym celem polityki klimatycznej, jest podstawowym, ale nie jedynym, motorem napędowym szerszego procesu, jakim jest globalna transformacja energetyczna. Jego wspólnym mianownikiem jest elektryfikacja. Znaczenie tego trendu powinno być niemniej istotne w przyszłych strategiach koncernów naftowych.

Dekarbonizacja, mająca na celu redukcję emisji dwutlenku węgla, musi w naturalny sposób prowadzić do zwiększonej elektryfikacji sektorów tradycyjnie opartych na paliwach kopalnych, takich jak transport, produkcja ciepła czy produkcja przemysłowa. Zwiększenie roli elektryczności produkowanej z odnawialnych źródeł energii (OZE) w finalnej konsumpcji energii będzie jednak wynikiem jeszcze jednego, równie istotnego i równoległego procesu – digitalizacji.

O ile produkcja energii elektrycznej od końca XIX w. stale rosła na świecie wraz z przyłączaniem do sieci elektrycznej kolejnych obszarów, które od tej pory mogły korzystać z takich dobrodziejstw nowoczesnej techniki, jak sztuczne oświetlenie, automatyczna produkcja przemysłowa, elektronika użytkowa (tzw. RTV) oraz artykuły gospodarstwa domowego (AGD), jej rola w całkowitym popycie na energię zaczęła naprawdę dynamicznie rosnąć wraz z rozwojem technologii informatycznych w latach 80. XX wieku. Na przestrzeni ostatnich 30 lat komputery pojawiły się w gospodarstwach domowych, fabrykach i biurach.

Dziś są wszędzie. Przytoczona na wstępie konstatacja o tym, że to dane będą „ropą XXI w.” wynika właśnie z obserwacji tego procesu.

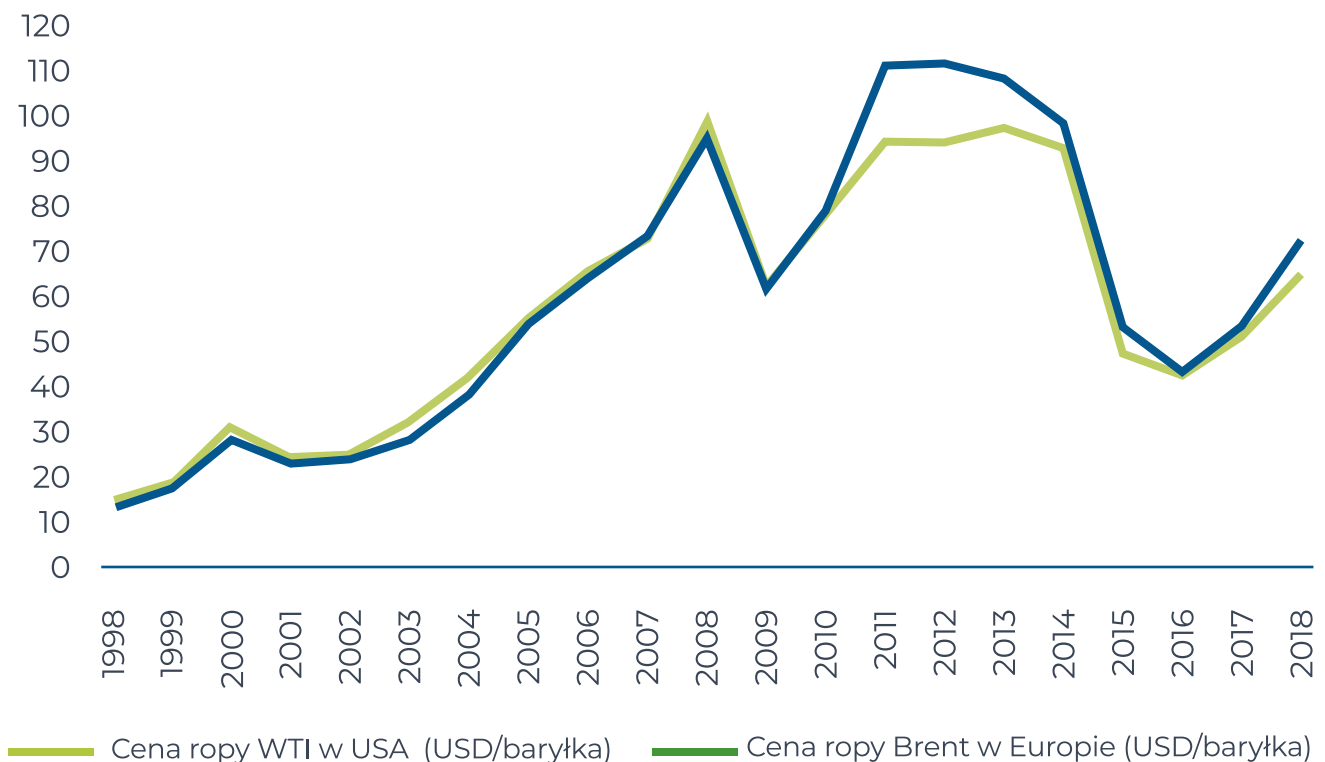
W świecie internetu rzeczy (ang. Internet of Things, IoT) czy internetu wszystkiego (ang. Internet of Everything) każdy fragment naszego codziennego otoczenia będzie cyfrowy, generując w czasie rzeczywistym ogromne ilości danych na bieżąco gromadzonych, przesyłanych i analizowanych w celu ulepszania i usprawniania funkcjonowania świata, w którym żyjemy. Inteligentne budynki, miasta, sieci, a nawet ubrania (smart buildings, smart cities, smart grids, smart clothes) – wszystkie te systemy będą wymagały ogromnych ilości energii elektrycznej. Według prognozy spółki Ericsson z czerwca 2019 r., do 2024 r. liczba połączonych ze sobą urządzeń w ramach IoT wzrośnie w stosunku do 2018 r. ponad czterokrotnie – z 1 do 4,1 miliarda urządzeń [33]. Żadne z nich nie będzie mogło być zasilane przy użyciu paliw kopalnych. Świat przyszłości to świat elektryczności.

Według prognozy spółki Ericsson z czerwca 2019 r., do 2024 r. liczba połączonych ze sobą urządzeń w ramach IoT wzrośnie w stosunku do 2018 r. przeszło czterokrotnie – do 4,1 miliarda urządzeń.

03

Świat niskich cen ropy naftowej

Ceny ropy naftowej



Źródło: U.S. Energy Information Administration.

Dekarbonizacja oraz digitalizacja to dwa długoterminowe trendy, które doprowadzą do całkowitego przeobrażenia globalnej energetyki, na co muszą być gotowe przedsiębiorstwa naftowe. Nawet jednak w krótszej perspektywie koncerny naftowe muszą zmierzyć się z nową rzeczywistością rynkową, która nie tworzy już perspektyw na odzyskanie dawnej dochodowości sektora. Tą nową rzeczywistością jest świat niskich cen ropy naftowej.

2014 r. zapisze się jako czarny rok w historii przedsiębiorstw naftowych. To wtedy doszło do największego w ostatnich latach spadku cen ropy

– w przeciągu zaledwie kilku miesięcy cena ropy Brent spadła ponad o połowę z poziomu 112 dol. za baryłkę do 48 dol. za baryłkę.

Jeszcze 10 lat temu większość organizacji rządowych, jak i przedsiębiorstw naftowych, i instytucji finansowych opierała swoje prognozy na teorii peak oil przewidując stały cen wzrost ropy. Rewolucja łupkowa w USA oraz fala odkryć niekonwencjonalnych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na całym świecie unieważniła większość z tych przewidywań. Utrzymujące się od 5 lat niskie ceny ropy naftowej zdają się wskazywać

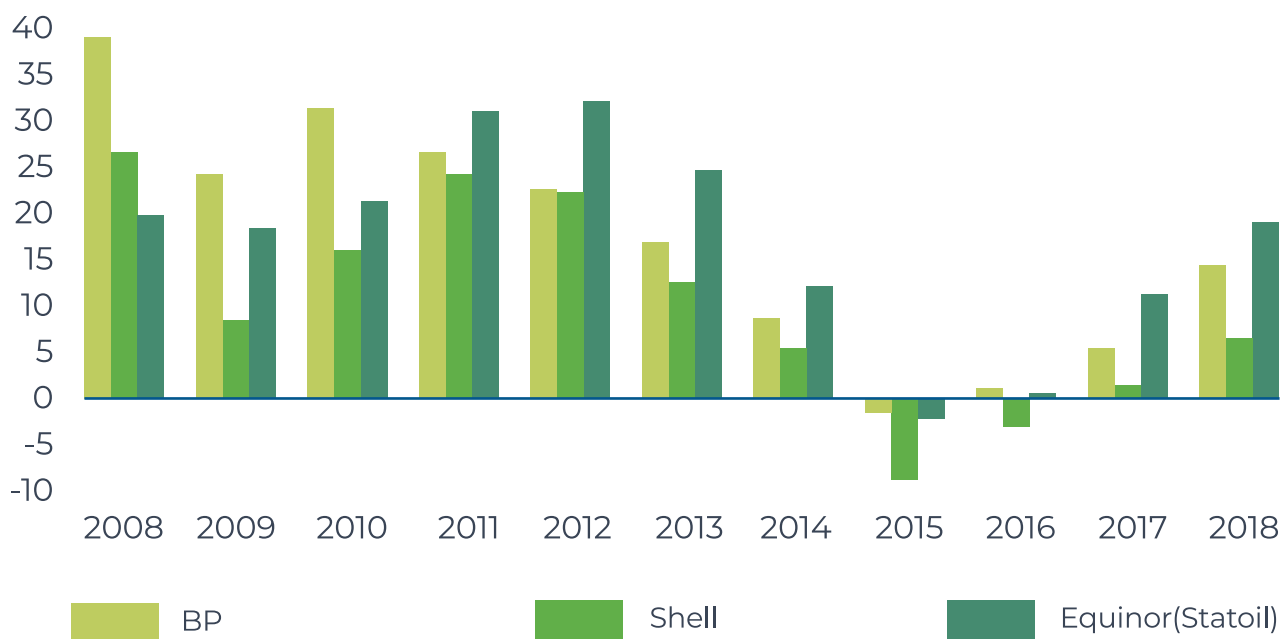
na zupełnie inny niż oczekiwano globalny trend, który prawdopodobnie utrzyma się w przewidywalnym horyzoncie czasowym.

O powadze sytuacji mogą świadczyć chociażby ostatnie działania państw będących największymi na świecie producentami ropy. Kraje takie jak Arabia Saudyjska czy Zjednoczone Emiraty Arabskie, tradycyjnie uzależnione od dochodów z tego sektora, w obliczu spadających wpływów z wydobycia ropy naftowej zaczęły poszukiwać strategii dywersyfikacyjnych. Najlepszym przykładem tego typu działań jest program Saudi Vision 2030, ogłoszony przez księcia Mohammada bin Salmana w 2016 r. Ma on na celu zmniejszenie zależności Arabii Saudyjskiej od dochodów z ropy naftowej (obecnie ok. 87 proc. wpływów budżetowych [34]) poprzez dywersyfikację gospodarki i rozwój nowych sektorów, które zapewnią państwu długoterminowy rozwój.

Kraje uzależnione od sektora ropy naftowej, w obliczu spadających wpływów z wydobycia, zaczęły poszukiwać strategii dywersyfikacyjnych. Najlepszym przykładem działań tego typu jest program Saudi Vision 2030.

W obliczu wyżej opisanych procesów czas ropy naftowej oraz pozostałych paliw kopalnych w energetyce i transporcie wydaje się być policzony, a przyszłość przedsiębiorstw naftowych, opierających swoje strategie na produkcji paliw bardzo niepewna. Jaka może być więc alternatywa dla nich i dla świata?

Zysk/strata z wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego [Upstream] (mld USD)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych firm.

04

Zielona
alternatywa

Niespełniona obietnica energii jądrowej

Jeszcze 10 lat temu wiele osób wierzyło, że alternatywą może być energia jądrowa. Przez ponad 50 lat od czasu uruchomienia pierwszych elektrowni nuklearnych w Shippingport w Pensylwanii, Calder Hall w Wielkiej Brytanii czy w Obnińsku w Związku Radzieckim wydawało się, że to jedyna metoda nieemisyjnej produkcji energii elektrycznej, możliwa do zastosowania w dowolnym miejscu na świecie.

Pomimo fali dynamicznych inwestycji w energetykę jądrową w latach 70. XX wieku – kiedy np. w samej Francji w zaledwie 15 lat powstało 56 reaktorów jądrowych – od końca lat 90. można jednak obserwować stopniowy spadek znaczenia tej technologii. Pierwszym powodem zwrotu w tym trendzie są koszty, które zamiast spadać zaczęły coraz mocniej rosnąć, zwłaszcza relatywnie do pozostałych technologii produkcji energii elektrycznej. Ich wzrost jest bezpośrednio związany z drugą podstawową przyczyną spadku popularności tej technologii – bezpieczeństwem.

Po wypadkach w Three Miles Island w USA (1978 r.), Czarnobylu w ZSRR (1986) oraz zamachach na World Trade Center i Pentagon (2011), wymogi bezpieczeństwa oraz odporności na wszelkie zewnętrzne ataki i wewnętrzne awarie zostały znacznie podwyższone, co przełożyło się na koszty budowy nowych elektrowni jądrowych.

Jednocześnie drastycznie skurczyło się poparcie społeczne dla tej technologii. Po wypadku w Three Miles Island w USA anulowano wszystkie zamówienia na ponad 100 nowych reaktorów jądrowych. Podobnie mieszkańcy zaczęli buntować się przeciwko planom budowy elektrowni w ich sąsiedztwie w innych państwach, w ulicznych protestach wzywając do wyłączenia wszystkich działających reaktorów jądrowych.

Wydarzeniem, które, jak się wydaje, przekreśliło perspektywę szerokiego rozwoju tej technologii była awaria elektrowni nuklearnej w Fukushima w Japonii w 2011 r. To po tym zdarzeniu rząd Angeli Merkel, który zaledwie parę miesięcy wcześniej zapowiadał przedłużenie żywotności działających w Niemczech reaktorów jądrowych zdecydował o natychmiastowym wyłączeniu ośmiu bloków i zamknięciu dziewięciu pozostałych do 2022 r.

Energia jądrowa wciąż pozostaje drugim największym zeroemisyjnym źródłem energii elektrycznej na Ziemi (po energii wodnej), odpowiedzialnym za 10 proc. globalnej produkcji elektryczności. W większości państw zachodnich nie istnieją już jednak żadne plany budowy nowych bloków, a obecnie trwające prace w nielicznych z nich ciągną się od lat, prowadząc do gigantycznej inflacji kosztów, znacząco przewyższających początkowe założenia:

- ▶ Flamanville, Francja – budowa od 2007 r., moc 1600 MW, szacowany koszt 10,5 mld euro;
- ▶ Olkiluoto, Finlandia – budowa od 2005 r., moc 1600 MW, szacowany koszt 8,5 mld euro.

Jedynymi państwami w UE, które obecnie planują budowę nowych bloków są Węgry (elektrownia Paks II, która ma zostać zbudowana przez rosyjski Rosatom) oraz Wielka Brytania (elektrownia Hinkley Point C, budowana przez konsorcjum francuskiego EDF i chińskiego CGN). Co więcej, Wielka Brytania, która jeszcze do niedawna wydawała się być jedynym państwem zachodnim planującym poważne inwestycje w cywilną energetykę jądrową (podyktowane zdaniem niektórych ekspertów chęcią jednoczesnego rozwoju programu militarnej energetyki jądrowej) zrezygnowała niedawno z budowy czterech zapowiadanych bloków.

Choć Międzynarodowa Agencja Energetyczna ostrzegała ostatnio, że rezygnacja z energetyki jądrowej oddali świat od realizacji celów klimatycznych i będzie stanowiła zagrożenie dla bezpieczeństwa energetycznego [35], otoczenie dla inwestycji w tę technologię jest obecnie - poza nielicznymi przypadkami, takimi jak Chiny, Indie czy Rosja – niesprzyjające. Pewne nadzieje związane są z technologią SMR (ang. Small Modular Reactors – Małe Reaktory Modułowe), która opiera się na wykorzystaniu reaktorów o mocy dużo mniejszej niż reaktory konwencjonalne, nieprzekraczającej 300 MW. Testowe programy prowadzone są m.in. w USA i Kanadzie, lecz pozostają obecnie na wczesnym etapie rozwoju i trudno na chwilę obecną wyrokować o ich przyszłości. Reaktory kompaktowe do tej pory były z powodzeniem stosowane na łodziach podwodnych czy lodolamaczach a obecnie wkraczają do energetyki cywilnej - w tych zastosowaniach należy je traktować jak innowację.

Wyboista droga do zielonej energii

Coraz gorsze perspektywy dla energetyki jądrowej w ostatnich latach zbiegły się w czasie z dynamicznym rozwojem innej technologii – odnawialnymi źródłami energii (OZE).

Symbolicznym aktem wiary w potencjał OZE, a zwłaszcza energii solarnej, była konferencja prasowa prezydenta USA Jimmy'ego Cartera, 20 czerwca 1979 r. na dachu Białego Domu, na którym zamontowano wtedy słoneczny system grzewczy. Według zapowiedzi prezydenta, w przeciągu następnych 20 lat, dzięki inwestycjom współfinansowanym przez państwo, udział energii słonecznej w całkowitej produkcji energii elektrycznej w USA miał wzrosnąć do 20 proc. Niestety, cel ten nigdy nie został osiągnięty.

„Nikt nigdy nie stworzy embarga na słońce” powiedział Jimmy Carter stojąc na dachu Białego Domu. Główną motywacją dla programu rozwoju energii słonecznej w USA była kwestia bezpieczeństwa energetycznego. Konferencja prasowa prezydenta

Cartera miała miejsce zaledwie w kilka miesięcy po wybuchu tzw. „drugiego kryzysu naftowego”. Pierwszy miał miejsce 6 lat wcześniej, kiedy po wybuchu wojny Jom Kippur w październiku 1973 r. OPAEC – organizacja zrzeszająca państwa arabskie eksportujące ropę – nałożyła embargo na państwa zachodnie wspierające Izrael. W krótkim czasie ceny poszybowały w górę, a poprzednik Cartera, prezydent Nixon ogłosił Project Independence, który do 1980 r. miał zapewnić Stanom Zjednoczonym samowystarczalność energetyczną. 6 lat później USA pozostawały daleko od osiągnięcia tego celu, a rewolucja ajatollahów, w wyniku której załamała się produkcja ropy naftowej w Iranie, doprowadziła do kolejnego szoku cenowego.

Wzrost cen ropy naftowej zachęcił przedsiębiorstwa naftowe do nowych inwestycji i eksploracji złóż, które do tej pory były po prostu nieopłacalne. Wielkie złoża ropy naftowej i gazu ziemnego odkryto m.in. na Morzu Północnym, a produkcję ropy naftowej z piasków bitumicznych rozpoczęto

w Kanadzie. Fala inwestycji poczynionych na fali wysokich cen ropy doprowadziła do powstania nowych mocy produkcyjnych, które w przeciągu lat pozwoliły na zaspokojenie całości popytu i ponowny spadek cen ropy. Ryzyka dla bezpieczeństwa energetycznego znacznie zmalały, jednocześnie prowadząc do zmniejszenia zainteresowania odnawialnymi źródłami energii. Dla tych ostatnich zabójcze okazały się wysokie koszty, których rozwój technologii nie pozwolił ograniczyć tak szybko, jak się spodziewano. Po fali bankructw i nieudanych projektów o OZE zapomniano na kilkanaście lat.

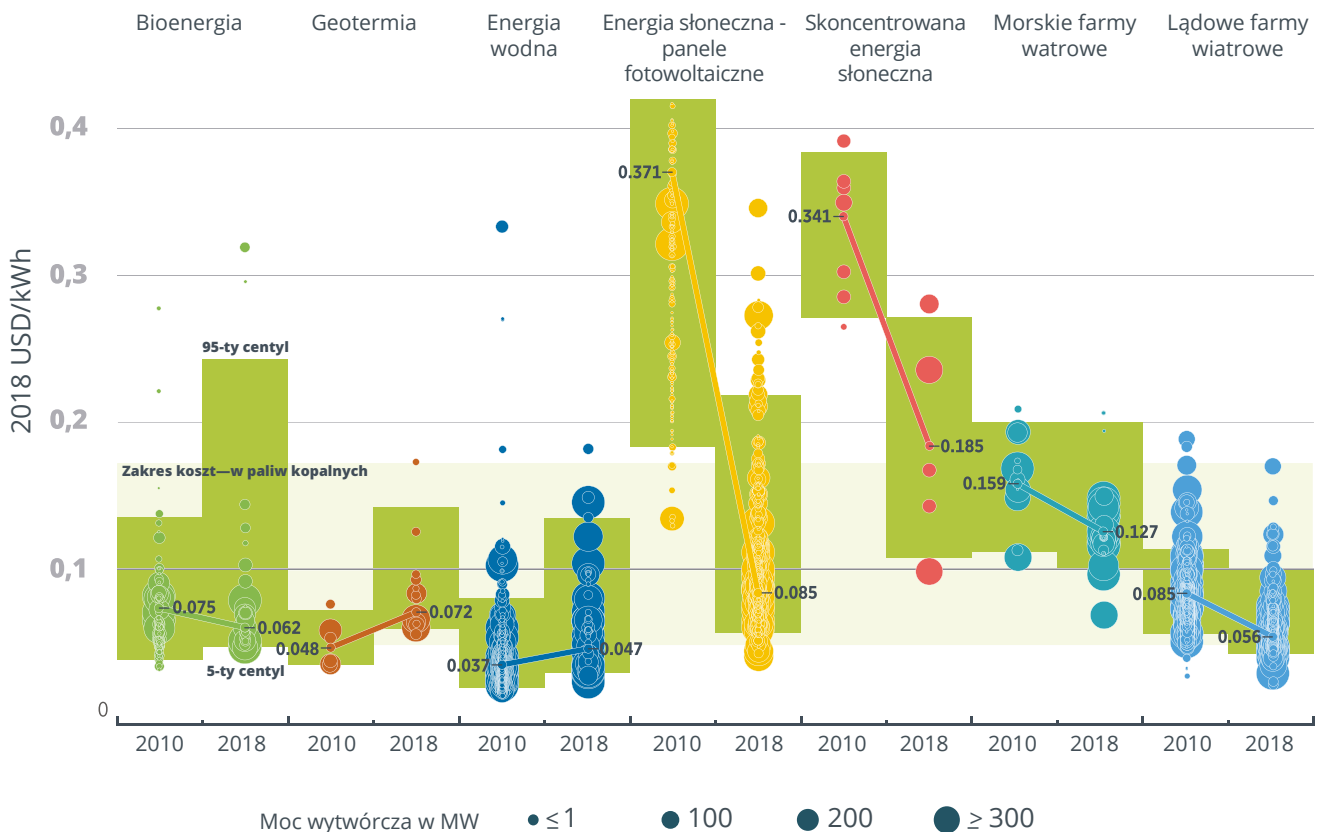
Do rewitalizacji odnawialnej energetyki potrzebny był impuls. Kwestie bezpieczeństwa energetycznego okazały się niewystarczającym bodźcem. Nowe nadzieje pojawiły się wraz z rosnącą świadomością nt. zmian klimatu i rozpoczętą w tym zakresie międzynarodową współpracą. W 1997 r. w trakcie 3. Sesji Konferencji Stron (odbywającej się w ramach ww. Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych ws. Zmian klimatu) przyjęto tzw. Protokół z Kioto, w którym państwa sygnatariusze zobowiązały się do 2012 r. ograniczyć swoje emisje

CO₂. Jedną z najsukuteczniejszych dróg do osiągnięcia tego celu wiodła przez zwiększenie udziału OZE w produkcji energii elektrycznej.

W następstwie konferencji z Kioto rozpoczęła się nowa fala inwestycji w energię odnawialną. Aby wesprzeć rozwój tej technologii większość państw rozwiniętych stworzyła systemy wsparcia, oferujące subsydia dla zielonych instalacji. Brak konkurencyjności tych technologii względem konwencjonalnych źródeł energii elektrycznej oraz ich utrzymująca się zależność od pomocy państwa zniechęcała jednak część inwestorów niedostrzegających odpowiednich perspektyw rynkowych oraz społeczeństwa niechętnie ponoszeniu zbyt wysokich kosztów transformacji energetycznej.

Utrzymujące się zaangażowanie państwa – zwłaszcza w Europie Zachodniej oraz USA (a od niedawna również rosnące zaangażowanie rządu chińskiego) – w postaci inwestycji w badania i rozwój (B+R), subsydiów inwestycyjnych, taryf gwarantowanych (ang. feed-in-tariffs) czy systemów aukcyjnych przełożyło się jednak znacząco na spadek kosztów technologii OZE.

Uśredniony koszt energii elektrycznej z wielkoskalowych OZE na świecie w latach 2010-2018



Źródło: IRENA, Renewable Generation Costs in 2018.

Tak zwany uśredniony koszt energii elektrycznej (LCOE – ang. Levelised Cost of Electricity) uwzględniający w koszcie produkcji energii elektrycznej rachunek kosztów cyklu życia produktu (a więc zarówno koszty inwestycyjne, jak i koszty operacyjne – w tym koszty paliwa), w przypadku niektórych technologii OZE spadł w przeciągu ostatnich 8 lat nawet czterokrotnie. Rekordzistą w tym zakresie są panele fotowoltaiczne, dla których średnioważony LCOE dla instalacji przemysłowych spadł z poziomu 0,371 USD/kWh w 2010 r. do 0,085 USD/kWh w 2018 r.

Powyższa redukcja kosztów w połączeniu z coraz bardziej zdecydowaną polityką antyemisyjną, przyjmującą postać:

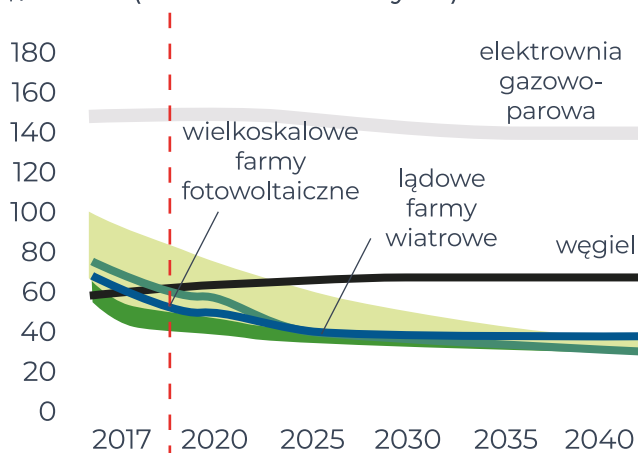
- ▶ rosnących cen uprawnień do emisji CO₂,
- ▶ podatku węglowego,
- ▶ regulacyjnych wymogów budowy instalacji CCS (ang. Carbon Capture and Sequestration)

czyni technologie OZE coraz bardziej konkurencyjnymi względem źródeł konwencjonalnych. O ile konkurencja ze starymi, w pełni zamortyzowanymi, wytwórczymi blokami węglowymi, gazowymi czy nuklearnymi może być wciąż trudna, o tyle prognozy na przyszłość wskazują, że budowa nowych elektrowni konwencjonalnych może przestać być opłacalna.

Pomiędzy 2019 a 2023 r. nowe instalacje fotowoltaiczne i farmy wiatrowe będą tańsze niż nowe elektrownie konwencjonalne

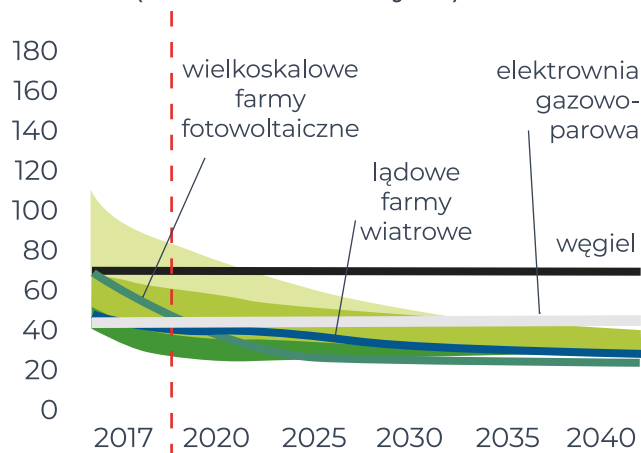
Chiny

\$/MWh (w cenach realnych)



USA

\$/MWh (w cenach realnych)



Źródło: Bloomberg New Energy Finance, New Energy Outlook 2017.

Klasyfikacja Odnawialnych Źródeł Energii

Odnawialne Źródła Energii są klasyfikowane przez różne instytucje na różne sposoby. Choć OZE są dzisiaj traktowane szeroko, należałoby przede wszystkim zwrócić uwagę na ich podział na źródła odnawialne, które czerpią energię pierwotną z jej form występujących w naturze i przez to są faktycznie „niewyczerpywalne” (energia słoneczna, energia wiatrowa, energia oceanów oraz geotermia) oraz takie źródła odnawialne, w których energia zostaje uprzednio zmagazynowana poprzez działalność człowieka (bioenergia oraz hydroenergia) [36].

Bioenergia (na którą składają się biomasa, biopaliwa i biogaz) stanowi formę takiego samego naturalnego magazynu energii, jak paliwa kopalne, różni się jednak znacznie szybszym procesem magazynowania energii (obecne złoża ropy naftowej powstały nawet setki milionów lat temu podczas gdy biomasa czy biopaliwa tworzone są z roślin zasadzonych nawet kilka miesięcy wcześniej) – z tego powodu według ortodoksyjnego podejścia, trudno nazywać ją stricte „odnawialnym” źródłem energii. Z drugiej strony stosowana dzisiaj hydroenergia wykorzystuje energię zmagazynowaną poprzez wcześniejsze działanie człowieka, np. poprzez stworzenie zapory wodnej i wobec tego nie jest w pełni „naturalna”.



Bioenergia

To szczególny rodzaj energii odnawialnej, wyróżniający się wśród pozostałych kategorii tym, że nie opiera się na źródłach niewyczerpywalnych. Bioenergia opiera się na wykorzystywaniu surowców naturalnych, takich jak drzewa, inne rośliny czy odpady naturalne, które choć powstają kilka milionów razy szybciej niż paliwa kopalne, to ich zasób również jest skończony i teoretycznie może zostać wyczerpany. Bioenergię dzieli się na źródła tradycyjne (biomasa)

oraz nowoczesne (biopaliwa). Biomasa używana jest przede wszystkim przez najbardziej niebezpieczne części globalnej społeczności do procesów grzewczych i to ona jest najczęściej używanym rodzajem bioenergii. Jednocześnie w ostatnich latach znacząco wzrosła rola biopaliw produkowanych przede wszystkim na potrzeby sektora transportowego.



Energia rzeczna

Jest to najpopularniejszy obecnie na świecie rodzaj OZE, odpowiedzialny za 16 proc. globalnej produkcji energii elektrycznej [37]. Technologia opiera się na wykorzystaniu energii mechanicznej płynącej wody, która napędza turbiny używane do produkcji elektryczności.



Geotermia

Rodzaj OZE opierający się energii cieplnej pochodzącej z wewnętrznych warstw skorupy ziemskiej. Używana jest przede wszystkim do produkcji ciepła i chłodu, ale może być wykorzystywana również do produkcji czystej energii elektrycznej. Popularna w takich państwach, jak Islandia, Nowa Zelandia czy Filipiny, z naturalnych względów nie może być jednak powszechnie używana w dowolnym miejscu na Ziemi.



Energia oceanów

Dziś traktowana przede wszystkim jako potencjalne źródło energii elektrycznej; pozostaje obiektem głównie prac badawczo-rozwojowych. Potencjał energii oceanów dostrzegany jest zwłaszcza w czterech obszarach: energia fal, energia odpływów, energia w różnicy zasolenia oraz energia termalna oceanów.



Energia słoneczna

Energia pochodząca z promieniowania słonecznego docierającego do Ziemi wykorzystywana jest przede wszystkim w trzech rodzajach instalacji: panelach fotowoltaicznych, instalacjach skoncentrowanej energii słonecznej (ang. Concentrated Solar Power) oraz kolektorach słonecznych. Panele fotowoltaiczne pozwalają na bezpośrednią konwersję promieni słonecznych na energię elektryczną. Instalacje skoncentrowanej energii słonecznej używają luster do koncentracji promieni słonecznych i następnie wykorzystują wyemitowane przez nie ciepło do uruchomienia turbiny generującej energię elektryczną. Kolektory słoneczne przekształcają promieniowanie słoneczne na energię cieplną używaną następnie do procesów grzewczych. Od 2010 r. energia słoneczna

jest obszarem największych inwestycji spośród wszystkich rodzajów OZE. W 2017 r. zainwestowano w nią na całym świecie ponad 160 mld dol., a w 2018 r. zainstalowana moc netto wzrosła o ponad 94 GW [38].



Energia wiatrowa

Energia kinetyczna przemieszczających się mas powietrza wykorzystywana jest do napędzania turbin wiatrowych, które przy użyciu wbudowanego generatora przekształcają ją w energię elektryczną. Ze względu na lokalizację farm wiatrowych wyróżnia się instalacje:

- ▶ onshore – instalacje lądowe, które charakteryzują się niższymi kosztami inwestycyjnymi oraz eksploatacyjnymi, ale i niższym wykorzystaniem zainstalowanej mocy (ze względu na mniejszą liczbę dni w roku, kiedy siła wiatru pozwala na wykorzystanie pełnej mocy turbiny)
- ▶ offshore – instalacje morskie, które z kolei charakteryzują się znacznie wyższymi kosztami inwestycyjnymi oraz eksploatacyjnymi, ale i wyższym wykorzystaniem zainstalowanej mocy.

Choć w ostatnich latach obserwuje się szybsze tempo przybywania nowych mocy w energetyce słonecznej niż w energetyce wiatrowej, udział energii wiatrowej w całkowitej światowej produkcji energii elektrycznej wciąż pozostaje wyższy niż udział energii słonecznej.

Zielona przyszłość

do **30%**

wzrośnie według BP już w 2040 r. udział OZE w produkcji energii elektrycznej. Będzie to jej największe źródło na świecie

Choć świat przechodził przez fale fascynacji zieloną energią, które odchodziły prawie tak szybko, jak się pojawiały, wydaje się, że tym razem będzie inaczej. Po pierwsze, jak było już wskazywane OZE staje się coraz bardziej konkurencyjne względem technologii konwencjonalnych. O ile odpowiednio 40 i 20 lat temu pomimo dużych nadziei, postęp technologiczny nie następował tak szybko, jak się spodziewano, w przeciągu ostatnich 10 lat ceny produkcji energii elektrycznej z OZE istotnie spadły, w przypadku paneli fotowoltaicznych obniżając się nawet czterokrotnie. Prawdą jest, że z perspektywy systemu elektroenergetycznego, biorąc pod uwagę niestabilność OZE i niemożliwość zapewnienia ciągłej produkcji niewystarczające jest jednak spojrzenie wyłącznie na koszt kWh ze słońca czy wiatru, ale należy również uwzględnić koszt zapewnienia dostaw w bezwietrzne i pochmurne dni ze źródeł zapasowych. Niemniej dalszy rozwój takich rozwiązań, jak zarządzanie popytem (demand side response), inteligentne sieci (smart grids) czy magazyny energii w dalszej perspektywie może pozwolić na redukcję również tych kosztów.

Liderem zielonych inwestycji stały się Chiny. W 2017 r. odpowiadały za 41 proc. całkowitego wzrostu takich projektów na świecie.

Po drugie, obecny trend nie jest ograniczony już tylko do kręgu państw zachodnich mocno inwestujących w B+R i wspierających wybrane spółki, lecz ma charakter globalny. Liderem inwestycji w OZE stały się Chiny, które w 2017 r. odpowiadały za 41 proc. całkowitego wzrostu zielonych inwestycji na świecie [39]. Podobnie intensywny wzrost inwestycji

przewiduje się w najbliższych latach w Indiach, Afryce Subsaharyjskiej i w Ameryce Łacińskiej.

Powyższe trendy stają się również oczywiste dla przedsiębiorstw naftowych. W publikowanych przez nie co roku prognozach rosnący udział OZE w produkcji energii elektrycznej i łącznych dostawach energii pierwotnej jest niekwestionowany. Według koncernu BP, wzrost zielonych mocy, napędzany głównie inwestycjami w elektrownie słoneczne i wiatrowe, uczyni z OZE największe źródło energii elektrycznej na świecie już w 2040 r. (zapewniając ich udział w produkcji energii elektrycznej na poziomie ok. 30 proc.) [40]. Zdaniem analityków z brytyjskiego giganta naftowego żadne inne źródło energii w historii nie przekształcało globalnego systemu energetycznego w tak szybkim tempie [41].

Oczywistym rewersem tego trendu musi być spadek znaczenia paliw kopalnych, w tym ropy naftowej. Chociaż BP twierdzi, że globalne zużycie ropy naftowej będzie rosło w tempie 0,3 proc. rocznie do 2030 r. - kiedy osiągnie poziom utrzymujący się przez co najmniej następnych 10 lat - to udział ropy w energii pierwotnej spada, a jej konsumpcja w USA i UE już teraz zaczyna maleć.

Będzie to mieć poważne konsekwencje dla sektora rafineryjnego, gdyż przyszły popyt na paliwa płynne ma dotyczyć przede wszystkim produktów nierafineryjnych. Te ostatnie składają się z paliw, które w przeciwieństwie do produktów rafineryjnych powstających w procesie przeróbki ropy naftowej, takich jak benzyna czy olej napędowy, nie wymagają przeróbki w zakładach rafineryjnych, lecz mogą być od razu wykorzystywane w sektorze petrochemicznym czy w transporcie. Do tej kategorii zalicza się głównie Natural Gas Liquids (NGL), takiej, jak propan i butan, które są pochodnymi wydobycia gazu ziemnego oraz biopaliwa produkowane z roślin, takich, jak trzcina cukrowa czy algi.

Biorąc pod uwagę planowane inwestycje w rafinerie na rynkach wschodzących (Chiny, Indie, Bliski Wschód) może to oznaczać konieczność dalszego zamykania rafinerii w państwach OECD [42]. Wiele rafinerii w UE zostało już zamkniętych w ciągu ostatnich 10 lat, co było efektem globalnego kryzysu finansowego, który spowodował spowolnienie popytu na paliwa oraz

rewolucji łupkowej w USA, która doprowadziła do przeniesienia zakładów rafineryjnych do Stanów Zjednoczonych, gdzie pojawiał się tani surowiec.

Słabnący popyt w UE, spowodowany elektryfikacją transportu, oraz ograniczone perspektywy eksportu paliw poprzez powstawanie rafinerii „na miejscu” tam, gdzie popyt będzie rósł (rynków wschodzących), może nasilić trend zamykania rafinerii w UE.

Planowane inwestycje w rafinerie na rynkach wschodzących – Chiny, Indie, Bliski Wschód – mogą doprowadzić do zamknięcia części rafinerii w państwach OECD.

Jeszcze bardziej ambitne prognozy zawiera scenariusz Sky przygotowany przez spółkę Shell i zakładający technicznie możliwą, choć politycznie niełatwą ścieżkę transformacji. Zdaniem jej analityków do 2070 r. udział samej energii wiatrowej i słonecznej w łącznych dostawach energii pierwotnej wzrośnie z obecnego 1 proc. do poziomu 45 proc. przy jednoczesnym spadku udziału ropy z dzisiejszych 32 proc. do 10 proc. [43].

z 1 do 45%

wzrośnie według Shella udział energii wiatrowej i słonecznej w łącznych dostawach energii pierwotnej

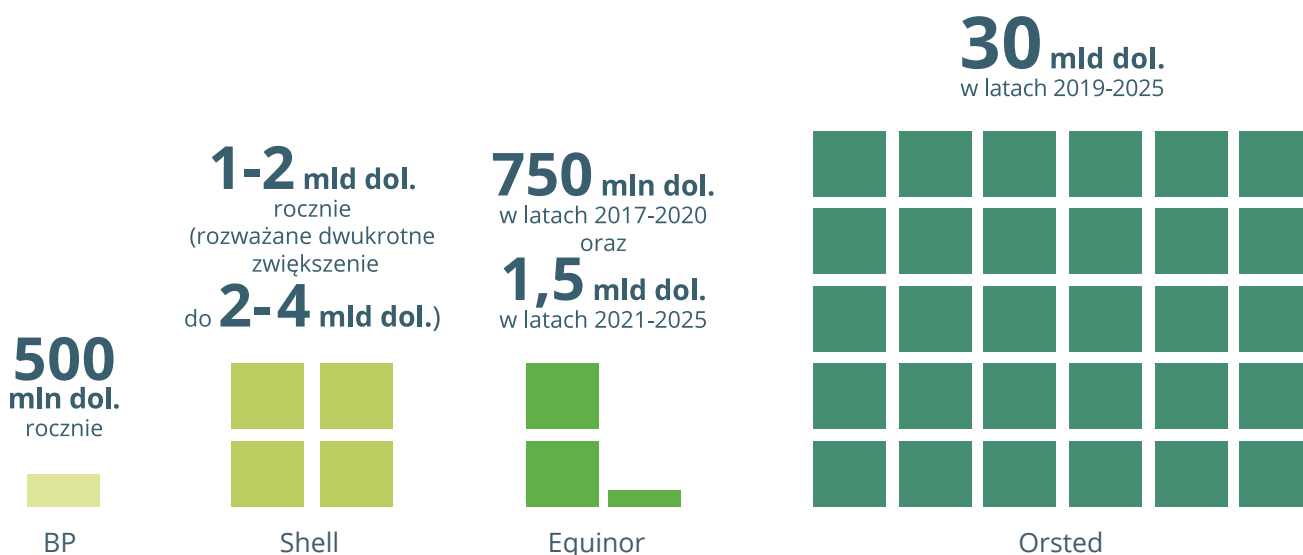
z 32 do 10%

spadnie jednocześnie udziału ropy naftowej

Z kolei według dwóch alternatywnych scenariuszy przygotowanych przez Equinor, bardziej zachowawczego Reform i ambitniejszego Renewal, do 2050 r. udział ropy naftowej w globalnym całkowitym zapotrzebowaniu na energię ma spaść odpowiednio do 28 proc. lub 21 proc., przy wzroście udziału „nowych” OZE (głównie energia słoneczna i wiatrowa, oraz nowoczesna biomasa i energia geotermalna) do odpowiednio 10 proc. lub 19 proc. [44].

Chociaż tempo zmian może okazać się różne, przedsiębiorstwa naftowe nie mają złudzeń, że przyszłość oznacza wzrost znaczenia OZE i spadek roli ropy naftowej.

Plany inwestycyjne koncernów paliwowych w obszarze OZE:



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych firm.

05

Działania koncernów międzynarodowych

Coraz bardziej świadome zachodzących zmian międzynarodowe koncerny naftowe, zwłaszcza te pochodzące z państw europejskich, rozpoczęły przygotowania do globalnej transformacji energetycznej. Podejmowane kroki zmierzają przede wszystkim w kierunku dywersyfikacji działalności poprzez rosnące zaangażowanie w sektor odnawialnych źródeł energii (OZE), rynek gazu ziemnego oraz tzw. czyste technologie.

Biorąc pod uwagę europejską specyfikę - ambitna polityka klimatyczna UE, ograniczone

własne zasoby ropy naftowej, niższe tempo rozwoju gospodarczego niż np. w Azji – jak wskazano na wstępie, poniższa analiza skupia się na czterech europejskich przedsiębiorstwach:

- ▶ BP
- ▶ Royal Dutch Shell
- ▶ Equinor
- ▶ Orsted

BP

BP jako pierwsza spółka w sektorze wykonała zwrot do polityki klimatycznej wytyczając ścieżkę dla wszystkich pozostałych kluczowych graczy. W porównaniu z innymi spółkami naftowymi postanowiła skupić się na razie mniej na OZE, a bardziej na innych działaniach.

BP osiągnęła w 2018 r. przychody na poziomie 298 mld dol. i jest siódmą największą na świecie spółką paliwową (trzecią wśród International Oil Companies

odróżnianych od kontrolowanych przez państwo National Oil Companies wiodących prym w produkcji ropy naftowej na Bliskim Wschodzie i w Chinach). To właśnie BP jako pierwsza w sektorze wykonała gwałtowny zwrot do polityki klimatycznej, wytyczając ścieżkę dla wszystkich pozostałych kluczowych graczy na rynku ropy naftowej.

Zaledwie 20 lat temu BP było jednym z głównych członków Global Climate Coalition – największej w latach 90. międzynarodowej grupy lobbingowej, sprzeciwiającej się działaniom mającym na celu ograniczanie emisji gazów cieplarnianych i podważającej tezę o globalnym ociepleniu. Dziś

BP jest członkiem takich organizacji o charakterze lobbingsowym, jak Climate Leadership Council opowiadające się za wprowadzeniem w USA tzw. podatku węglowego (carbon tax), czy Carbon Pricing Leadership Coalition, a także organizacji Oil and Gas Climate Initiative (OGCI). OGCI zrzesza przedsiębiorstwa zmierzające do redukcji emisji metanu podczas wydobywania. Ma temu także służyć fundusz o łącznej wartości miliarda dolarów (sfinansowany przez składki przedsiębiorstw naftowych wchodzących w jej skład), który inwestuje w innowacyjne start-upy opracowujące technologie ograniczające emisje CO₂.

We wrześniu 1997 r., niedługo przed podpisaniem przez światowych liderów Protokołu z Kioto, ówczesny prezes BP lord John Browne, jako pierwszy w historii prezes spółki naftowej, publicznie przyznał, że zapobieganie zmianom klimatycznym jest konieczne i wezwał do „powzięcia odpowiedzialności za przyszłość planety” [45]. Rok później BP woluntarystycznie zobowiązało się do ograniczenia do 2010 r. emisji CO₂ o 10 proc. w stosunku do poziomu z 1990 r. Przy emisjach spółki w 1990 r. na poziomie 40 mln ton CO₂ miało to doprowadzić do emisji w 2010 r. mniejszych o 22 mln ton CO₂ w stosunku do prognoz w scenariuszu „business as usual”.

Przeprowadzony w 2000 r. rebranding spółki i towarzysząca mu kampania reklamowa - obejmujące wprowadzenie nowego „zielonego” logo oraz popularyzację hasła BP: Beyond Petroleum (poza ropą) – były już ewidentnym sygnałem, że wobec zachodzących zmian klimatycznych BP zmienia politykę. Jednym z najważniejszych elementów tego zwrotu miały stać się inwestycje w odnawialne źródła energii (OZE).

Zaczął się w 1999 r. od wykupienia za 45 mln dol. 50 proc. akcji w amerykańskiej spółce Solarex produkującej panele fotowoltaiczne (PV). BP od 1973 r. posiadało w niej połowę udziałów, tym samym stało się jej jedynym właścicielem. W tym samym roku brytyjski gigant dokonał podobnej akwizycji w Europie, przejmując APEX, francuskiego producenta paneli PV. Zaowocowało to powołaniem rok później spółki córki BP Solar i sprzedażą paneli fotowoltaicznych o łącznej mocy 42 MW. Wówczas stanowiło to ok. 14 proc. wszystkich nowych mocy PV zainstalowanych na całym świecie [46].

W kolejnych latach spółka zwiększała produkcję średnio o 30 proc. rocznie [47], jednocześnie przeprowadzając restrukturyzację, co w 2004 r., przy przychodach na poziomie ponad 400 mln dol., pozwoliło na wypracowanie pierwszy raz w historii zysku z produkcji paneli PV [48].

Do inwestycji w fotowoltaikę wkrótce dołączyły inwestycje w farmy wiatrowe. W 2002 r. BP razem z Chevron Texaco zamówiły od duńskiego producenta Nordex turbiny wiatrowe o łącznej mocy 22,5 MW, które w tym samym roku stanęły na terenie ich wspólnej rafinerii Nefraco, niedaleko Rotterdamu. Pierwsza farma wiatrowa należąca do BP zaczęła dostarczać energię elektryczną nie tylko na potrzeby własnej produkcji, ale została również podłączona do krajowej sieci elektroenergetycznej.

Prawdziwie przełomowym momentem miał stać się rok 2005, kiedy to BP powołało spółkę córkę BP Alternative Energy. Spółka ta przejęła wszystkie aktywa OZE oraz elektrownie napędzane gazem ziemnym należące do BP i na 10 kolejnych lat zapowiedziała dalsze inwestycje sięgające 8 mld dol. Według BP planowane inwestycje do 2015 r. miały doprowadzić do redukcji emisji CO₂ o 24 mln ton rocznie [49]. W praktyce oznaczałoby to uczynienie miasta wielkości Berlina w całości wolnym od emisji.

Niemniej, BP Alternative Energy miało być dla spółki matki nie tylko narzędziem do walki ze zmianami klimatycznymi, ale przede wszystkim dochodowym przedsięwzięciem, wykorzystującym globalny trend transformacji energetycznej.

Największą ambicją BP Alternative Energy było pozostanie jednym z największych światowych producentów paneli PV, których globalna produkcja w tamtym czasie rosła w tempie 30 proc. rocznie. W tym celu plany spółki przewidywały wzrost produkcji paneli z poziomu 110 MW w 2005 r. do 300 MW w 2008 r.

Drugim filarem biznesu w alternatywnej energii miała być produkcja energii elektrycznej z wodoru. BP Alternative Energy planowało budowę dwóch elektrowni zasilanych wodorem. Pierwsza, o mocy 475 MW, miała powstać w Peterhead w Szkocji i wykorzystywać do produkcji wodoru gaz ziemny wydobywany na Morzu Północnym. Druga o mocy 500 MW planowana była w Carson w Kalifornii, gdzie wodór miał być pozyskiwany z koksu naftowego. Nieodłącznym elementem obu projektów miała być technologia sekwestracji dwutlenku węgla (ang. Carbon Capture and Storage - CCS), którą BP rozwijało już od 2004 r. w ramach projektu joint venture z norweskim Statoilem i algierską spółką państwową Sonatrach przy okazji wydobywania gazu ziemnego ze złóż In Salah.

Trzecim filarem miała być energetyka wiatrowa. Choć w 2005 r. należące do BP zainstalowane moce w tym sektorze wynosiły zaledwie 32,5 MW (dwie farmy wiatrowe w Holandii), plany przewidywały

zwiększenie ich do poziomu 450 MW już w 2008 r. Inwestycje miały być ulokowane przede wszystkim w USA, choć analizowane były również lokalizacje w Europie i Azji. Ambicją BP AE było do 2015 r. stać się największym operatorem farm wiatrowych na świecie.

Wreszcie, czwartym i najbardziej stabilnym filarem miała być produkcja energii elektrycznej z gazu ziemnego. Był to sektor, w którym BP miało najwięcej doświadczenia i najwięcej aktywów. W 2005 r. łączna moc elektrowni gazowych, których BP było właścicielem, operatorem, lub które miało zakontraktowane wynosiła 12 GW. Elektrownie te znajdowały się m.in. w Wietnamie, Hiszpanii i Korei Południowej. Energia elektryczna w nich produkowana była wykorzystywana zarówno na własne potrzeby, jak i dostarczana do sieci elektroenergetycznej, i sprzedawana klientom zewnętrznym. BP już wtedy przewidywało, że gaz ziemny będzie stanowił „paliwo przejściowe”, pozwalające na przejście od energetyki silnie emisyjnej do czystej energii, a moce oparte na gazie ziemnym będą przyrastały w przeciągu kolejnych 15 lat w tempie 50 GW rocznie. Plany BP Alternative Energy zakładały rozpoczęcie do 2008 r. budowy co najmniej 700 MW nowych mocy w układach gazowo-parowych (CCGT).

Ambicje BP były spore: pozostanie jednym z głównych producentów PV na świecie oraz uzyskanie pozycji największego na świecie operatora farm wiatrowych. Towarzyszące im plany inwestycyjne zdawały się jednak zbyt zachowawcze do zrealizowania tych ambicji. 8 mld dol. w ciągu 10 lat na inwestycje w OZE mogło wydawać się dużą kwotą, ale w porównaniu z innymi wydatkami inwestycyjnymi BP liczby te przestawały robić wrażenie. Tylko w 2005 r. BP zainwestowało w segment wydobywania i produkcji ropy naftowej i gazu 10,1 mld dol., co dawało łącznie ponad 50 mld dol. zainwestowanych przez BP w ten segment w ciągu zaledwie pierwszych pięciu lat XXI stulecia [50].

Ostatecznie BP przebiło swój cel z 2005 r., inwestując w „alternatywną energię” ponad 8 mld dol. już w osiem lat (a nie dziesięć, jak początkowo zakładano [51]). Niemniej, kurs na OZE zdecydowanie osłabł. Z kilku powodów.

Pierwszy, podstawowy, to eksplozja należącej do BP platformy wiertniczej Deepwater Horizon w Zatoce Meksykańskiej, która spowodowała potężny wyciek ropy naftowej. Była to jedna z największych katastrof ekologicznych w historii. Według publikacji prasowej BP ze stycznia 2018 r. łączne koszty spółki związane z tym wydarzeniem

wynoszą 65 mld dol. [52]. W celu zabezpieczenia środków na spłacenie wszystkich kar i odszkodowań BP podjęło decyzję o zbyciu należących do spółki aktywów o łącznej wartości 75 mld dol. Wśród nich były również instalacje OZE [53].

Drugą przyczyną odwrotu od OZE był globalny kryzys finansowy, którego uderzenie nie ominęło BP, powodując znaczny spadek przychodów i konieczność szukania oszczędności. Największą „ofiara” stał się biznes fotowoltaiczny BP. W 2011 r. spółka podjęła decyzję o wycofaniu się z produkcji paneli fotowoltaicznych i likwidacji BP Solar. Już kilka lat wcześniej oczywistym było, że BP Solar nie zdoła osiągnąć zakładanego w 2005 r. tempa wzrostu produkcji. Jako ostateczną przyczynę wycofania się z tego sektora BP podało jednak niskokosztową konkurencję ze strony Chin, która spowodowała, że spółka córka zaczęła znów przynosić straty.

Nie był to jedyny z obszarów „czystej energii”, który BP postanowiło porzucić. Już w 2009 r. koncern zamknął oddzielną siedzibę BP Alternative Energy, hucznie otwieraną zaledwie 4 lata wcześniej. Wycofano się z planów produkcji energii z wodoru oraz inwestycji w CCS. W 2013 r. wystawiono na sprzedaż 16 farm wiatrowych w USA, w których BP miało udziały. Ostatecznie pozostały one jednak w spółce, gdyż żadna z ofert nie spełniała oczekiwań finansowych brytyjskiego giganta.

Jedynym rodzajem OZE, w który BP nieprzerwanie inwestowało i z którego nie miało zamiaru się wycofywać w ostatnich latach były biopaliwa. Zaczęło się w 2008 r. od nabycia 50 proc. udziałów w brazylijskich zakładach Tropical BioEnergia wytwarzających etanol z trzciny cukrowej. Po trzech latach BP nabyło brakujące 50 proc. udziałów i stało się jedynym właścicielem. W tym samym czasie przejęto drugiego brazylijskiego producenta biopaliw, spółkę Companhia Nacional de Açúcar e Alcool.

500 mln dol. rocznie

takie inwestycje w OZE zadeklarowało BP na początku 2018 roku

W 2017 r. BP znów zaczęło robić podchody w stronę sektora zielonej energii. Po sześciu latach przerwy brytyjskie przedsiębiorstwo postanowiło powrócić do biznesu fotowoltaicznego nabywając za 200 mln dol. 43 proc. udziałów w spółce

Lightsource, będącej jednym z największych w Europie podmiotów zajmujących się rozwojem i zarządzaniem projektami w tym sektorze. BP wyciągnęło więc lekcję ze swoich wcześniejszych doświadczeń, przyznając, że rynek energii słonecznej może być dzisiaj bardzo dochodowym przedsięwzięciem, ale raczej nie na szczeblu produkcji samych paneli PV. Rynek ten staje się dla przedsiębiorstw naftowych – nieprzystawczajonych do działania w ściśle regulowanym środowisku w oparciu o subsydia [54] – tym ciekawszy, że w coraz większej liczbie przypadków może funkcjonować już bez wsparcia państwowego. Dowodem na to może być 15-letnia umowa zawarta w grudniu ubiegłego roku pomiędzy browarem Budweiser a BP Lightsource na mocy której wybudowanych ma zostać ponad 350 tys. paneli PV o łącznej mocy 100 MW dostarczających energię elektryczną do browarów Budweiser działających na terenie Wielkiej Brytanii.

Rynek paneli PV staje się dla przedsiębiorstw naftowych tym ciekawszy, że w coraz większej liczbie przypadków może funkcjonować już bez wsparcia państwowego.

Oficjalny powrót do OZE został potwierdzony przez BP na początku 2018 roku, kiedy spółka zapowiedziała, że będzie inwestować w ten sektor 500 mln dol. rocznie [55]. Jak w przypadku Lightsource, strategia grupy w najbliższym czasie ma opierać się przede wszystkim na przejmowaniu „zielonych firm”. Jeśli jednak porównamy te plany z tymi ogłoszonymi w 2005 r., widać, że ambicje są już dużo mniejsze (przypomnijmy, że w latach 2005-2013 BP inwestowało w OZE dwa razy więcej).

Obok Lightsource w zielonym portfelu BP znajdują się:

- ▶ zakłady biopaliw w Brazylii oraz towarzyszące im elektrownie na biomasę produkujące energię elektryczną ze spalania naturalnych odpadów z produkcji biopaliw,
- ▶ bardziej zaawansowane zakłady produkcji bardziej kalorycznych biopaliw w Kansas (JV z koncernem chemicznym DuPont),
- ▶ 11 farm wiatrowych o łącznej mocy netto ok. 1000 MW w USA (po tym jak pięć udało się zbyć, z czego trzy zaledwie w grudniu 2018 roku, a więc już po zapowiedzi wznowienia inwestycji w OZE [56]),

- ▶ przejęta w zeszłym roku za 130 mln funtów spółka Chargemaster, będąca największym w Wielkiej Brytanii dostawcą usług ładowania samochodów elektrycznych.

Nawet jeśli dodamy do tego kilka zielonych start-upów (przede wszystkim zajmujących się technologią magazynowania energii i ładowania samochodów elektrycznych) z liczącego 25 spółek portfela BP Ventures, to biorąc pod uwagę łączne nakłady inwestycyjne BP tylko z 2017 r. – 16,5 mld dol. [57] – trudno jest mówić o szczególnie dużym zaangażowaniu BP w zieloną energię.

Nie oznacza to jednak, że działania mające na celu przeciwdziałanie zmianom klimatycznym odgrywają równie małą rolę w strategii spółki. Wręcz odwrotnie – co najmniej od czasów przyjęcia przez akcjonariuszy BP rezolucji w 2015 r. zobowiązującej BP do raportowania o „ryzykach klimatycznych” [58] rola ta rośnie – głównie pod wpływem inwestorów, którzy zaledwie w grudniu 2018 r. złożyli wniosek kolejnej rezolucji zobowiązującej BP do objęcia wewnętrznymi limitami emisji również tzw. Scope 3 Emissions, do których zalicza się m.in. emisje z procesów wydobycia surowców czy utylizacji odpadów [59].

Różnica polega na tym, że w porównaniu z innymi omawianymi spółkami naftowymi BP postanowiło skupić się na razie mniej na OZE, a bardziej na innych działaniach.

„To nie jest wyścig w kierunku odnawialnych źródeł energii, to wyścig w kierunku obniżenia emisji gazów cieplarnianych. Jakkolwiek szybko odnawialne źródła energii i technologie czystej energii mogą się rozwijać, szybciej niż jakiegokolwiek inne paliwo w historii, świat i tak będzie potrzebował ropy naftowej i gazu przez najbliższe dziesięciolecie.” [60]

Bob Dudley, prezes BP

W zgodzie z tymi słowami w najnowszej strategii BP wobec transformacji energetycznej [61], niskoemisyjne przedsięwzięcia zajmują dopiero 3. miejsce, za dwoma innymi celami:

- ▶ ograniczaniem emisji z własnych operacji,
- ▶ modernizacją produktów [62].

Dlatego BP przyjęło limit na łączne emisje własne na poziomie 3,5 mln ton CO₂ do 2025 r. i dlatego inwestuje coraz więcej w gaz ziemny. Choć BP nie deprecjonuje rosnącej dynamiki wzrostu produkcji energii z OZE, strategia spółki jednoznacznie wskazuje na przekonanie, że to właśnie gaz ziemny będzie stanowił nie tylko paliwo przejściowe, lecz wręcz paliwo przyszłości [63].

Zwrot w stronę gazu ziemnego w BP został zapowiedziany w 2000 r. [64]. W 2004 r. BP było największym producentem gazu ziemnego w USA. Choć później udział brytyjskiej spółki na amerykańskim rynku spadł – kiedy większość firm czyniła ogromne inwestycje na fali boomu łąkowego, BP zmuszone było odkładać środki na fundusz związany z katastrofą w Zatoce Meksykańskiej - dzisiaj skupienie się BP na błękitnym paliwie jest ewidentne. Sześć z siedmiu projektów uruchomionych przez BP w 2017 r. to inwestycje w gaz ziemny. Spośród 11 kolejnych inwestycji zaplanowanych do uruchomienia po 2018 r. ponad połowa to również inwestycje w gaz ziemny [65] (w tym projekt LNG) [66]. W tym roku BP ma stać się najbardziej skupionym na gazie ziemnym gigantem naftowym, a do końca dekady udział gazu ziemnego w całościowej produkcji spółki ma sięgnąć 60 proc. [67] Dodatkowo, BP posiada udziały w elektrowniach gazowo-parowych w Hiszpanii (Bahía Bizkaia Electricidad) oraz w Korei Południowej (Gwangyang).

Zaangażowanie BP w rynek gazu ziemnego ma dla grupy także pewne konsekwencje. Po pierwsze, skłoniło spółkę do dołączenia do organizacji popierających wprowadzenie „podatku węglowego” (carbon tax). Im więcej będzie tracił węgiel,

tym więcej – dopóki technologia magazynowania energii nie osiągnie dojrzałości – będzie zyskiwał gaz ziemny [68]. Po drugie, BP powróciło do planów rozwoju technologii Carbon Capture Utilization and Storage (CCUS – sekwestracja i wykorzystywanie dwutlenku węgla), która jeszcze 13 lat temu stała bardzo wysoko w planach spółki. W największym skrócie polega ona na wychwytywaniu dwutlenku węgla, uwalnianego do atmosfery podczas wydobywania i spalania paliw kopalnych, który jest następnie magazynowany pod ziemią lub pod wodą (np. w opróżnionych złożach ropy naftowej) lub wykorzystywany na potrzeby przemysłowe. Sukces w rozwoju tej technologii mógłby być rewolucyjny – pozwoliłby bowiem na bezterminowe pozostanie ludzkości przy wykorzystywaniu paliw kopalnych. Wrogiem bowiem nie są same paliwa kopalne, ale dwutlenek węgla emitowany dzisiaj do atmosfery przy ich wydobywaniu i spalaniu, który prowadzi do globalnego ocieplenia.

Strategia spółki jednoznacznie wskazuje na przekonanie, że gaz ziemny będzie stanowił paliwo przyszłości.

W listopadzie 2018 r. BP wraz z innymi spółkami - Eni, Equinor, Occidental Petroleum, Shell, Total oraz OGCI Climate Investments – ogłosiło udział w projekcie Clean Gas Project w Wielkiej Brytanii, który ma być pierwszą na świecie próbą zastosowania technologii CCUS w elektrowni gazowej [69]. Moment na tego rodzaju inwestycję wydaje się być dobry, gdyż po latach rozczarowań i dystansu wobec technologii Międzynarodowa Agencja Energetyczna stwierdziła, że nadszedł wreszcie czas na jej rozwój [70].

Royal Dutch Shell

Choć to BP jako pierwszy koncern zaczął się wyłamywać z międzynarodowej koalicji anty-klimatycznej, Shell szybko poszedł w jego ślady. I to z dużo większą intensywnością jeśli chodzi o inwestycje w OZE.

Już w 1997 r. Shell powołał spółkę zależną Shell International Renewables, która w kolejnych 5 latach miała zainwestować 500 mln dol. w sektor OZE [71]. Początkowo inwestycje miały skupiać się na trzech obszarach: fotowoltaice, produkcji biomasy (głównie poprzez inwestycje w lasy) oraz produkcji energii elektrycznej z biomasy. Wkrótce koncern dostrzegł jednak również potencjał gazu ziemnego, jako znacznie mniej emisyjnego paliwa (co miało przełożyć się na inwestycje również w produkcję energii elektrycznej z gazu ziemnego) oraz zaczął interesować się wodorem [72]. W 1998 r. Shell współtworzył w Niemczech jedną z pierwszych w UE stacji wodorowych, uczestniczył w wodorowym programie testowym w Islandii oraz rozpoczął współpracę z Daimler Benz przy opracowywaniu paliwa wodorowego dla sektora motoryzacyjnego. W 1999 r. Shell powołał spółki zależne w Indiach, na Sri Lance oraz na Filipinach, które miały zajmować się tam rozwojem projektów fotowoltaicznych [73]. W 2001 r. Shell Solar współtworzył spółkę joint-venture z Siemens Solar, stając się 4. największym producentem paneli PV na świecie. Nabywając dwie farmy wiatrowe w USA osiągnął 130 MW zainstalowanych w lądowej energetyce wiatrowej [74]. Rok później Shell stał się jedynym właścicielem tej spółki fotowoltaicznej.

Pomiędzy 2000 a 2005 r., kiedy BP dopiero uruchamiało swoją spółkę zależną Alternative Energy, Shell zainwestował w alternatywną energię 1 mld dol. – co dawało rocznie dwa razy więcej inwestycji niż planowano w 1997 r. – i twierdził, że ma największy portfel zielonych inwestycji spośród wszystkich międzynarodowych koncernów naftowych. Znajdowały się w nim już wtedy udziały w farmach wiatrowych o łącznej mocy 750 MW,

produkcja paneli PV, produkcja biopaliw oraz projekty wodorowe. Rok później Shell zdecydował się sprzedać swoją spółkę zależną produkującą panele fotowoltaiczne z krzemu, ale nie oznaczało to końca zaangażowania naftowego giganta w energię słoneczną – jeszcze w tym samym roku Shell stworzył joint-venture z Saint Gobain, francuskim producentem szkła, który na potrzeby PV miał zajmować się rozwojem nowoczesnej technologii cienkowarstwowej.

W następnych latach zaangażowanie Shella w sektor OZE zaczęło jednak wyraźnie słabnąć. Większość ambitnych planów (ogniwa wodorowe, CCS, fotowoltaika, morskie farmy wiatrowe) było zarzucanych lub przynajmniej zawieszanych. Pewnym symbolicznym aktem było przeniesienie w 2007 r. z oddzielnej spółki Shell Renewables aktywów wiatrowych i solarnych do działu Gas&Power, zaś projektów wodorowych do sekcji Paliw Przyszłości i CO₂ [75]. Głównym elementem zielonego portfela spółki od 2008 r. stała się lądowa energetyka wiatrowa - farmy wiatrowe, w których Shell posiadał udziały osiągnęły wtedy łączną moc 1100 MW (w tym 550 MW przypadające na udziały Shella) [76].

W kolejnych latach jednak zaangażowanie nawet w tym sektorze zaczęło słabnąć (w 2011 r. na udziały Shella w projektach wiatrowych przypadało już tylko 507 MW). W tym samym czasie Shell dokonał w zakresie zielonej energii takiego samego zwrotu, jak BP i skupił się przede wszystkim na biopaliwach. W 2011 r. Shell objął 50 proc. udziałów w spółce Raizen współtworzonej z brazylijską firmą Cosan [77]. W ciągu 2 lat od uruchomienia przedsięwzięcia roczna produkcja przekroczyła 2 miliardy litrów biopaliwa z trzciny cukrowej, pozwalając Shellowi na realną konkurencję z BP.

W 2014 r. spółka zaczęła od dawna planowane poważniejsze inwestycje w technologii CCS. To wtedy zaczęto budowę dwóch instalacji CCS w Kanadzie: w elektrowni węglowej Boundary Dam oraz w zakładzie w Albercie przetwarzającym ciężką ropę naftową z piasków bitumicznych [78]. Druga z tych instalacji została uruchomiona rok później

i już w 2016 r. zdołała zmniejszyć emisję CO₂ o ponad milion ton [79].

W latach 2010-2015 zainwestował ok. 1,1 mld dol. w B+R technologii niskoemisyjnych [80]. Natomiast Shell Technology Ventures od 1996 r. inwestował w przedsiębiorstwa na wczesnym etapie rozwoju, przesuwając powoli swoją uwagę z sektora ropy i gazu na sektor OZE.

Dopiero jednak w roku 2015 transformacja energetyczna ponownie stała się dla Shella jednym z kluczowych tematów. Zostało to symbolicznie odzwierciedlone w corocznym Sustainability Report, który pierwszy raz poświęcił temu tematowi cały odrębny rozdział.

W roku 2015 transformacja energetyczna ponownie stała się dla Shella jednym z kluczowych tematów. Początkowy budżet 1 mld dol. rocznie pod koniec 2017 r. został zwiększony do 2 mld dol. rocznie w latach 2018-2020.

Moment był nieprzypadkowy – to w 2015 roku podpisane zostało porozumienie paryskie, które stało się podstawowym punktem odniesienia we wszystkich dyskusjach o klimacie i długoterminowych planach energetycznych. Choć realny efekt działań podejmowanych przez różnych aktorów na drodze do realizacji porozumienia paryskiego jest mocno kwestionowany, porozumienie to na stałe zagościło w większości dokumentów i wypowiedzi również przedstawicieli międzynarodowych koncernów naftowych.

Najważniejszym ruchem dokonanym przez Shell, który wprowadził spółkę na drogę do realizacji porozumienia paryskiego było w 2016 r. „odtworzenie” dawnego Shell Renewables poprzez wyodrębnienie jednostki Shell New Energies (Shell NE). Przed Shell NE postawiono trzy zadania:

- ▶ rozwój paliw alternatywnych obejmujących biopaliwa oraz paliwa wodorowe,
- ▶ inwestycje w OZE, ze szczególnym naciskiem na energię wiatrową i słoneczną,
- ▶ inwestycje w nowe rozwiązania technologiczne, zarówno poprzez wewnętrzne nakłady na B+R, jak i poprzez inwestycje typu venture capital.

To więc właśnie Shell New Energies stał się głównym narzędziem inwestowania przez Shell w OZE. Początkowy budżet, którego wysokość miała nie przekraczać 1 mld dol. rocznie, pod koniec 2017 r. został zwiększony do poziomu 1-2 mld dol. rocznie w latach 2018-2020. Stało to się w dużej mierze pod wpływem nacisków udziałowców, a zwłaszcza duńskiej grupy inwestorów-aktywistów Follow This, tej samej, która posiada również udziały BP oraz trzech innych gigantów naftowych: ExxonMobil, Chevron oraz Equinor [81].

Jedną z najpoważniejszych inwestycji Shell New Energies w alternatywną energię było przejęcie w 2017 r. duńskiej spółki NewMotion. To jeden z największych europejskich operatorów infrastruktury ładującej dla samochodów elektrycznych, zarządzający 30 tys. prywatnych punktów ładujących oraz oferujący 100 tysiącom zarejestrowanych klientów dostęp do 50 tys. publicznych punktów ładujących [82]. Krokiem do dalszego zaangażowania w tym obszarze było przejęcie przez Shell na początku tego roku amerykańskiej spółki Greenelots, która dostarcza software i inne usługi dla podmiotów zarządzających infrastrukturą ładującą w 13 państwach na całym świecie [83].

Drugą kluczową inwestycją było nabycie na początku 2018 r. 43,83 proc. udziałów w amerykańskiej spółce Silicon Ranch Corporation, zarządzającej produkcją z paneli fotowoltaicznych o łącznej mocy 900 MW i realizującej inwestycje mające doprowadzić do zainstalowania dodatkowych 1000 MW w PV. W ślad za tą inwestycją pod koniec 2018 r. Shell nabył 49 proc. udziałów w spółce Cleantech Solar, wiodącym operatorze paneli fotowoltaicznych w Azji Południowo-Wschodniej, który zarządza instalacjami PV o łącznej mocy 200 MW [84].

Inwestycjom Shella w sektor elektroenergetyczny towarzyszyło wzmocnienie zaangażowania w jeszcze jedno ogniwo łańcucha wartości – obrót energią elektryczną.

Powyższym inwestycjom w sektor elektroenergetyczny towarzyszyło wzmocnienie zaangażowania w jeszcze jedno ogniwo łańcucha wartości – obrót. Najpierw, w 2017 r., Shell nabył grupę MP2 Energy z Teksasu, dostarczającą energię

elektryczną klientom biznesowym i przemysłowym, a następnie w 2018 r. wszedł również na rynek konsumencki, nabywając brytyjską spółkę First Utility, która dostarcza prąd do ok. 825 tys. gospodarstw domowych w Wielkiej Brytanii [85].

Powstanie Shell New Energies oznaczało również powrót spółki do energetyki wiatrowej. Po tym, jak zainstalowane moce wiatrowe przypadające na udziały Shella w różnych projektach w USA i w Europie spadły do poziomu ok. 420 MW, Shell wszedł w skład konsorcjum, które w grudniu 2016 r. otrzymało od holenderskiego rządu koncesję na budowę dwóch morskich farm wiatrowych o łącznej mocy 680 MW [86]. Z kolei w grudniu 2018 r. spółka ogłosiła stworzenie JV z francuskim EDF – celem projektu jest realizacja morskich farm wiatrowych w amerykańskim stanie New Jersey o łącznej mocy sięgającej 2,5 GW.

Wreszcie, warto zwrócić uwagę, że Shell poczynił w 2018 r. nieśmiałe inwestycje w technologii magazynowania energii. Chociaż ich skala była dużo mniejsza niż pozostałych przedsięwzięć, widać, że jest to obszar, który Shell monitoruje. I tak, Shell zainwestował w niemiecki start-up Sonnen, który rozwija technologię magazynowania energii na potrzeby gospodarstw domowych [87] oraz amerykański Axiom Exergy, który rozwija technologię magazynowania energii cieplnej dla sektora handlu detalicznego [88].

Wyraźnie widać więc, że po okresie pierwszego zafascynowania zieloną energią, czasie studzenia emocji na kolejnym etapie, teraz powrócił w koncernie wzrost zainteresowania tym sektorem. I choć zadeklarowany poziom rocznych inwestycji w alternatywną energię jest w przypadku Shella znacznie wyższy niż w BP (1-2 mld dol. rocznie kontra 500 mln dol. rocznie), a w kolejnych latach może wzrosnąć nawet do poziomu 4 mld dol. rocznie [89], to na chwilę obecną inwestycje w „nową energię” stanowią mniej niż 10 proc. wszystkich inwestycji spółki, które w przeważającym stopniu kierowane są do sektora ropy i gazu; w 2017 r. łączna wartość nakładów inwestycyjnych Shella wyniosła 24 mld dol. [90]

Shell pozostaje oddany celowi redukcji emisji CO₂ w kolejnych latach, dążąc do zmniejszenia ich o połowę do 2050 r., ale podobnie jak BP widzi drogę do tego miejsca przede wszystkim poprzez przesunięcie inwestycji z ropy naftowej w znacznie mniej emisyjne paliwo jakim jest gaz

ziemny. Dla spółki oczywistym było, że dążąc do ograniczenia emisji CO₂, należy przyłożyć większą uwagę do błękitnego paliwa. W 1999 r. Shell nabył udziały w największym dystrybutorze gazu ziemnego w Brazylii oraz przygotował plany inwestycji w pięciu elektrowniach gazowych [91]. W kolejnych latach kontynuowano inwestycje w gaz ziemny, wierząc, że będzie on paliwem przejściowym do gospodarki opartej na wodorze [92]. Choć w kolejnych latach entuzjazm dla wodoru znacząco spadł, gaz ziemny pozostał głównym biznesem spółki. Jego rola wzrosła, gdy nowy CEO Ben van Beurden podjął w 2015 r. decyzję o przejściu za 70 mld dol. BG Group – brytyjskiego giganta produkującego gaz ziemny, będącego jednym z największych na świecie dostawców skroplonego gazu ziemnego (LNG).

Shell jest szczególnie zaangażowany w sektor LNG – prowadzi przedsięwzięcia w 10 różnych państwach na całym świecie.

Obecnie działalność związana z gazem ziemnym odpowiada za ok. 20 proc. wartości spółki [93]. Shell jest szczególnie zaangażowany w sektor LNG – prowadzi przedsięwzięcia w 10 różnych państwach na całym świecie. Zaangażowanie w ten sektor będzie z pewnością rosnąć, gdyż zdaniem szefa firmy do 2035 r. zapotrzebowanie na gaz ziemny będzie rosło w tempie 2 proc. rocznie, dwukrotnie przewyższając tempo rocznego wzrostu popytu na energię.

„Chociaż ostatnie inwestycje Shella w OZE mogły skłonić ludzi do uznania, że Shell powoli wycofuje się z sektora ropy i gazu, to kto tak pomyślał, jest w błędzie.” [94]

Ben van Beurden, CEO Shell

Jednocześnie jednak Shell nie chce rezygnować z ambicji związanych z sektorem energii elektrycznej i, jak powiedział niedawno w wywiadzie dyrektor jednostki odpowiedzialnej za „nowe energie” i gaz ziemny Maarten Wetselaar, na początku lat 30. XXI wieku może stać się największym na świecie producentem energii elektrycznej.

Statoil – Equinor

Statoil przez długie lata nie należał do awangardy zielonej transformacji, pozostając w swoich działaniach w tyle za BP i Shellem. W ostatnim czasie trend ten się odwrócił – firma inwestuje w OZE znacznie większe sumy niż konkurenci.

Statoil przez długie lata nie należał do awangardy zielonej transformacji, pozostając w swoich wysiłkach w tyle za BP i Shellem. W ostatnim czasie trend ten odwrócił się i dzisiaj to Equinor (marka pod którą występuje Statoil po rebrandingu z 2018 r. [95]) inwestuje w OZE znacznie większe sumy niż konkurenci.

Po przyjęciu Protokołu z Kioto, Statoil, podobnie jak większość konkurentów, postanowił podjąć wyzwanie ograniczenia emisji CO₂ [96], stawiając sobie za cel zmniejszenie do 2010 r. emisji ze swojej produkcji o 1,5 mln ton CO₂ rocznie. Skupiając się jednak na zwiększeniu własnej efektywności energetycznej, spółka nie planowała początkowo dużych inwestycji w zielone technologie, które miałyby doprowadzić do kompleksowej transformacji sektora energetycznego. Podobnie jak BP i Shell w tym samym czasie, Statoil deklarował zwiększenie zaangażowania w sektor gazu ziemnego – jako paliwa znacznie mniej emisyjnego niż ropa naftowa – oraz zainteresowanie ogniwami wodorowymi [97]. Rozwój tej technologii oraz zarządzanie emisjami CO₂ miały stanowić główne zadania powołanej w 2001 r. pod szyldem „new energy” odrębnej jednostki wewnątrz Statoil [98].

To właśnie CCS było obszarem „czystych technologii”, w którym Statoil przez długi okres pozostawał pionierem. Norweska spółka zaczęła stosować tę technologię już w latach 90., czyli w czasie, kiedy BP czy Shell dopiero zaczęły się nią interesować. CCS zainstalowane na platformie wiertniczej Sleipner West na Morzu Północnym stało się pierwszym na świecie tego typu projektem na morzu [99]. Od momentu uruchomienia w 1996 r. emisje CO₂ z tej platformy ograniczone zostały

o średnio 1 mln ton rocznie [100]. W kolejnych latach Statoil kontynuował inwestycje w tym obszarze, uruchamiając:

- ▶ w 2004 r. projekt CCS w algierskim In Salah (joint venture z BP),
- ▶ w 2008 r. w Snøhvit pierwszą instalację CCS przy terminalu LNG,
- ▶ w 2012 r. centrum technologii CCS w Mongstad (joint venture z Gassnova, Shellem, oraz Totalem).

Najnowszy projekt CCS, na który Equinor uzyskał pozwolenie od rządu norweskiego w styczniu 2019 r., rozwijany będzie ponownie we współpracy z Shellem i Totalem na norweskim szelfie kontynentalnym [101].

Drugim rodzajem „zielonej energii”, w który Statoil był bardziej zdecydowanie zaangażowany już od lat 90. była bioenergia. Na rynek biomasy spółka weszła już w 1997 r., zaś po roku utworzyła joint venture z Norske Skog, największym norweskim podmiotem przemysłu drzewnego [102]. Po kilku latach Statoil dystrybuował już pellety drzewne we wszystkich państwach skandynawskich, osiągając w 2005 r. roczną sprzedaż na poziomie 191 tys. ton, równoważną 10 proc. rynku [103]. Jednocześnie, dostosowując się do rosnącego zainteresowania biopaliwami w UE, spółka zaczęła najpierw dodawać bioetanol do paliwa sprzedawanego w Szwecji [104], by później uczynić to standardem również w innych państwach europejskich, gdzie prowadziła dystrybucję [105]. W kolejnych latach norweski gigant rozszerzał swoją działalność w tym zakresie, m.in. nabywając fabrykę produkującą paliwa typu biodiesel [106] oraz inwestując w B+R skupione na technologii produkcji biopaliw z alg [107].

Przełomowym dla dalszego zaangażowania spółki w sektor OZE był jednak rok 2009. To wtedy Statoil uruchomił pilotażowy projekt Hywind, testujący działanie pierwszej na świecie dryfującej turbiny wiatrowej [108]. Kluczem do sukcesu miało być doświadczenie spółki z zakresu projektów offshore w sektorze wydobywczym, które postanowiono wykorzystać do rozwoju morskich farm wiatrowych.

Pilotaż zakładał więc ulokowanie turbiny o mocy 2,3 MW na Morzu Północnym, 10 km od wybrzeża Norwegii, gdzie głębokość sięgała 220 m.

Pilotaż Hywind został zamknięty w 2017 r. po ośmiu latach testów, które obwieszczono sukcesem. Turbina przetrwała fale o wysokości 19 m i wiatr o prędkości 40 m/sek [109]. To jednak, co uznano za największe osiągnięcie, to jej produktywność (współczynnik wykorzystania mocy – capacity factor – czyli, w uproszczeniu, wskaźnik mówiący nam przez jaką część roku turbina pracuje z pełną zainstalowaną mocą), która w szczytowym momencie, przypadającym na 2011 r. osiągnęła poziom 50 proc. [110]. Dla porównania, według opracowania naukowego z 2015 r., średnia miesięczna produktywność morskich farm wiatrowych w Wielkiej Brytanii (będącej najbardziej rozwiniętym rynkiem w Europie) z tzw. Drugiej Rundy (czyli morskich farm wiatrowych powstałych w oparciu o wyniki aukcji na tereny przybrzeżne z 2003 r.) wynosiła 38,3 proc. (przy standardowym odchyleniu na poziomie 1 proc.) [111].

W świetle powyższych wyników, Statoil podjął decyzję o komercjalizacji rozwiązania i budowie pierwszej na świecie dryfującej morskiej farmy wiatrowej. Po otrzymaniu w 2015 r. od władz Szkocji pozwolenia na budowę 29 km od wybrzeża tego kraju rozpoczęto prace przygotowawcze. Po niespełna trzech latach, w październiku 2017 r., wspólny projekt Statoil i spółki Masdar ze Zjednoczonych Emiratów Arabskich, o łącznej mocy 30 MW i koszcie 2 mld norweskich koron (ok. 230 mln dol.) rozpoczął produkcję energii elektrycznej. W ciągu pierwszych trzech miesięcy działania farma pobiła wynik norweskiego pilotażu, osiągając współczynnik wykorzystania mocy na poziomie 65 proc. [112].

Będąc pionierem technologii pływających farm wiatrowych – szkocka farma pozostaje obecnie jedynym na świecie tego typu przedsięwzięciem – Statoil wiąże swoją przyszłość z dalszym rozwojem tego rynku. Zdaniem spółki zainstalowane moce w dryfujących farmach wiatrowych mogą do 2030 r. przekroczyć poziom 12 GW [113]. Kluczowymi regionami ma być Europa (głównie Morze Północne), Japonia oraz Zachodnie Wybrzeże Stanów Zjednoczonych.

Cele spółki na przyszłość w zakresie pływających morskich farm wiatrowych zakładają:

- ▶ redukcję do 2023 r. kosztów inwestycyjnych 1 MW o 50 proc. w stosunku do kosztów szkockiego Hywind, które wyniosły ok. 7,7 mln dol./1 MW,
- ▶ osiągnięcie do 2030 r. uśrednionego kosztu energii elektrycznej (LCOE) na poziomie 40-

60 EUR/MWh (LCOE szkockiego Hywind szacuje się na poziomie 200 GB/MWh) [114]. Dla porównania, w 2016 r. LCOE morskich farm wiatrowych w Wielkiej Brytanii osiągnął poziom ponad dwukrotnie niższy – 97 GBP/MWh [115].

Jednocześnie Statoil realizuje projekty w zakresie tradycyjnych morskich farm wiatrowych przymocowanych do dna morskiego. Pierwszym tego rodzaju projektem była MFW Sheringham Shoal u wybrzeży Wielkiej Brytanii o mocy 317 MW, która została uruchomiona w 2011 r. Od tamtej pory spółka wybudowała jeszcze dwie MFW: u wybrzeży Wielkiej Brytanii (Dudgeon) oraz u wybrzeży Niemiec (Arkona) o łącznej mocy 702 MW. Obecnie przygotowywane i realizowane projekty w USA, Wielkiej Brytanii i w Polsce (w partnerstwie z Polenergą) doprowadzą w następnych latach do zainstalowania nowych mocy o łącznej wysokości ok. 10 GW [116].

Chociaż to CCUS oraz morskie farmy wiatrowe odpowiadają za znakomitą większość zielonego portfela Statoil, spółka eksploruje również możliwości w innych obszarach. W listopadzie 2017 r. Statoil dokonał pierwszego kroku w stronę rynku energetyki słonecznej, nabywając 40 proc. udziałów w farmie fotowoltaicznej Apodi w Brazylii o mocy 162 MW. Kolejnym była inwestycja w spółkę Oxford PV, rozwijającą innowacyjną technologię konstrukcji paneli słonecznych w oparciu o perowskity – to rodzaj minerałów, które bardzo dobrze pochłaniają światło i mogą być stosowane w cienkich warstwach, co stanowi ich główną przewagę nad krzemem, najczęściej obecnie stosowanym pierwiastkiem do produkcji ogniw fotowoltaicznych.

Ostatnia z wyżej wskazanych inwestycji była dokonana przez Equinor Ventures, fundusz venture capital stworzony przez norweską spółkę w lutym 2016 r. w celu wspierania innowacji na rynku energii. Kapitał inwestycyjny funduszu wynosi 200 mln dol. Oprócz Oxford PV w jego portfelu znajdują się obecnie:

- ▶ ChargePoint – kalifornijski operator sieci ładowania pojazdów elektrycznych;
- ▶ Convergent – spółka rozwijająca technologię magazynowania energii w USA;
- ▶ Etagen – amerykańska spółka rozwijająca technologię generatora liniowego, który może pozwolić na zwiększenie efektywności systemów rozproszonej produkcji energii elektrycznej;
- ▶ Fos4X – niemiecka spółka opracowująca sensory do turbin wiatrowych pozwalające na zwiększenie ich efektywności.

do **750 mln dol.**

mają wynieść inwestycje grupy Statoil
w sektor OZE w latach 2017-2020

1,5 mld dol.

tylę maksymalnie firma planuje wydać na OZE
w okresie 2020-2025

Ruchem podsumowującym dywersyfikację działalności spółki był wspomniany na początku rebranding. W 2018 r. spółka zmieniła nazwę ze Statoil na Equinor, która ma łączyć w sobie pierwsze sylaby – „equi” oraz „nor” – reprezentujące z jednej strony takie słowa, jak equality (równość) i equilibrium (równowaga) oraz z drugiej strony kraj pochodzenia spółki – Norwegia [117]. W ten sposób spółka chce odejść od nazwy kojarzącej się tylko z ropą naftową w stronę takiej, która będzie lepiej oddawać jej nowy charakter jako przedsiębiorstwa energetycznego o szerokim profilu.

Pomimo znacznego zaangażowania w sektor OZE – które ma się przełożyć na zielone inwestycje o łącznej wartości 500-750 mln dol. w latach 2017-2020 i co najmniej 750 mln, a może nawet 1,5 mld dol. w okresie 2020-2025 – Equinor podobnie, jak jego opisani wyżej konkurenci rozumie dywersyfikację również jako zwiększanie roli gazu ziemnego w swojej działalności. Jest to wyrazem przekonania spółki o kluczowym znaczeniu tego paliwa w globalnej transformacji energetycznej [118]. Equinor jest największym producentem gazu ziemnego na norweskim szelfie kontynentalnym i drugim największym dostawcą gazu ziemnego w Europie. Oprócz tego prowadzi wydobywanie gazu łupkowego w USA oraz jest zaangażowany w wydobywanie i poszukiwanie w Algierii.

„Zwycięzcami w przyszłości będą te przedsiębiorstwa, które dostarczą energię w najbardziej efektywny i zrównoważony sposób – zarówno w sektorze ropy i gazu, jak i OZE.” [119]

wiceprezes Anders Opedal

Orsted

Orsted jest przykładem najambitniejszej transformacji przedsiębiorstwa energetycznego na świecie. Wizja spółki to świat oparty wyłącznie na zielonej energii.

Spółka, pierwotnie działająca pod nazwą Dansk Naturgas, została założona w 1972 r. przez duński rząd. W wyniku embarga nałożonego przez państwa arabskie na państwa zachodnie i wynikającego stąd pierwszego kryzysu paliwowego, rok później została przemianowana na DONG (Danish Oil and Gas) i otrzymała główne zadanie importu ropy naftowej i utrzymywania jej zapasów strategicznych. W efekcie decyzji parlamentu duńskiego z 1979 r. o rozwoju

rynku gazu ziemnego, firmie przydzielono nową misję. Otrzymała ona wyłączne prawo na import, obrót i magazynowanie gazu ziemnego. Zlecono jej także rozwój sieci przesyłowej i dystrybucyjnej na terytorium Danii. Realizując zadania, w latach 80. XX wieku spółka jednocześnie rozpoczęła rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w duńskiej strefie ekonomicznej na Morzu Północnym. Po raz pierwszy ropa naftowa z eksplorowanych przez DONG złóż popłynęła w 1998 r.

W następnych latach spółka zaczęła przechodzić ogromne przeobrażenia podyktowane decyzją duńskiego rządu (uwarunkowaną regulacjami Wspólnoty Europejskiej) o liberalizacji rynku gazu ziemnego. Pierwszym krokiem było zbycie aktywów

przesyłowych oraz tzw. unbundling, polegający na utworzeniu w ramach grupy kapitałowej oddzielnych spółek zajmujących się dystrybucją, magazynowaniem i obrotem gazem ziemnym. Kolejnym ruchem było zwiększenie zaangażowania spółki w produkcję gazu ziemnego.

Jednocześnie kierownictwo spółki podjęło decyzję o transformacji i stworzeniu z niej zintegrowanego przedsiębiorstwa energetycznego – oprócz tradycyjnego zaangażowania w sektor ropy i gazu, DONG miał wejść również na rynek energii elektrycznej. W tym celu rozpoczęto proces akwizycji zarówno spółek dystrybucyjnych (EnergiGruppen Jylland, Kobenhavns Energi, Frederiksberg Forsyning), jak i produkcyjnych (Elsam oraz Energi E2). W 2006 r. DONG został przemianowany na DONG Energy i stał się zintegrowanym przedsiębiorstwem energetycznym działającym na rynku ropy naftowej, gazu ziemnego oraz energii elektrycznej.

Kluczowym dla przyszłości spółki stał się rok 2009. W 2008 r. wyniku kryzysu gospodarczego i rewolucji łupkowej w USA doszło do gwałtownego spadku cen ropy i gazu ziemnego (na przestrzeni zaledwie kilku miesięcy cena baryłki ropy naftowej Brent spadła z poziomu 147 dol. do 40 dol.). Jednocześnie zaostrzająca się polityka klimatyczna UE, oparta na nowoutworzonym systemie handlu uprawnieniami do emisji CO₂, tworzyła ryzykowne perspektywy dla spółki w zakresie produkcji energii elektrycznej, która w 85 proc. opierała się na paliwach kopalnych.

W odpowiedzi na powyższe ryzyka zarząd przedstawił radzie nadzorczej nową strategię zakładającą, że do 2040 r. udział paliw kopalnych w produkcji energii elektrycznej i ciepła zmniejszy się z 85 proc. do 15 proc., a 2020 r. ilość CO₂/kWh zmniejszy się o połowę w stosunku do poziomu z 2006 r. Choć jeszcze wtedy spółka nie zakładała wycofania się z wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego, był to pierwszy krok ku radykalnej zielonej transformacji.

Dokonując akwizycji elektroenergetycznych firm produkcyjnych, DONG odziedziczył po nich nieduży portfel projektów OZE w zakresie lądowej oraz morskiej energetyki wiatrowej, a także energetyki wodnej. Choć stanowiły one mały udział w całkowitym miksie spółki, stały się podstawą ambitnej nowej strategii. Centralne miejsce przypadło w niej morskiej energetyce wiatrowej, w której DONG dzięki swojej polityce przejęć zyskał wyjątkowe kompetencje i doświadczenie. Jedną z przejętych spółek była bowiem deweloperem pierwszej na świecie morskiej farmy wiatrowej, która w 1991 r. rozpoczęła produkcję energii elektrycznej u wybrzeży wyspy Lolland.

Rozwijając w kolejnych latach portfolio morskich farm wiatrowych spółka zdecydowała o zaostrzeniu strategii obranej w 2009 r. W 2017 r. firma zbyła wszystkie aktywa w sektorze ropy i gazu, ogłosiła decyzję o wyłączeniu wszystkich elektrowni węglowych i przeszła rebranding przyjmując nową nazwę – Orsted – na cześć XIX-wiecznego duńskiego naukowca, Hansa Christiana Orsteda, który odkrył zjawisko oddziaływania elektromagnetycznego.

75%

wyniósł udział OZE w całkowitej ilości energii elektrycznej i ciepła wyprodukowanego przez Orsted w 2018 r. W 2025 r. ma to być 99%

Dziś wizja spółki to świat oparty wyłącznie na zielonej energii [120]. W 2018 r. udział OZE w całkowitej ilości energii elektrycznej i ciepła produkowanego przez Orsted wyniósł 75 proc. Na koniec 2018 r. łączna moc zielonych projektów zrealizowanych przez Orsted wyniosła 8,3 GW. Były one efektem inwestycji dokonanych w przeciągu ostatnich 10 lat przez spółkę i jej partnerów na łączną sumę 165 mld duńskich koron.

Orsted jest obecnie największym na świecie deweloperem morskich farm wiatrowych. W portfelu spółki znajduje się:

- ▶ 20 działających morskich farm wiatrowych w Wielkiej Brytanii, Stanach Zjednoczonych, Danii, Niemczech i Holandii,
- ▶ trzy lądowe farmy wiatrowe i farma fotowoltaiczna w USA,
- ▶ 10 elektrowni i elektrociepłowni produkujących energię elektryczną z biomasy w Danii.

Na chwilę obecną w fazie przygotowań lub realizacji przez spółkę są zielone projekty o łącznej mocy 8,5 GW – oznacza to w najbliższej perspektywie podwojenie wielkości odnawialnego portfela. Ambicje spółki jednak stale rosną. Do 2025 r. Orsted planuje zwiększyć udział OZE w całkowitej ilości produkowanej energii elektrycznej i ciepła do 99 proc. [121]. Do tego czasu łączna moc wybudowanych przez spółkę morskich farm wiatrowych ma wynieść 15 GW. Umożliwić ma to przeznaczenie na ten cel 75-80 proc. całego budżetu inwestycyjnego spółki na lata 2019-2025 o wartości 200 mld koron duńskich brutto (ok. 114 mld zł).

około **75 mld euro**

*zainwestowała firma Orsted wraz z partnerami
w zielone projekty w ciągu ostatniej dekady*

Zaledwie 5 lat później łączna moc wszystkich projektów odnawialnych ma osiągnąć 30 GW. W ślad za ostatnimi decyzjami podjętymi na Tajwanie – rozstrzygnięcie aukcji na projekty Changhua 1, 2 i 4 oraz wydanie pozwolenia na budowę Formosa 1 – Orsted planuje ekspansję w rejonie Azji i Pacyfiku. Jednocześnie spółka planuje całkowite wyjście z sektora przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej w Danii, rozważając w to miejsce inwestycje w magazynowanie energii i w technologie power-to-gas (konwersja energii elektrycznej na gaz ziemny).

Wszystko to składa się na obraz najambitniejszej transformacji spółki energetycznej na świecie. Pozwoliła ona przedsiębiorstwu nieodgrywającemu wcześniej znaczącej roli na rynku ropy i gazu,

ani nienależącemu do grupy największych producentów energii elektrycznej na przeistoczenie się w globalnego zielonego giganta, który w sektorze morskich farm wiatrowych obecnie nie ma sobie równych.

Na początku czerwca 2019 r. spółka ogłosiła, że uruchomiła produkcję energii elektrycznej z największej na świecie morskiej farmy wiatrowej – projekt Hornsea One znajdujący się 120 km od wybrzeża Wielkiej Brytanii ma łączną moc 1 214 MW.

„Jest to pierwszy projekt z nowej generacji morskich farm wiatrowych, które swoją mocą będą mogły się równać z elektrowniami konwencjonalnymi opartymi na paliwach kopalnych.” [122]

Matthew Wright, dyrektor zarządzający oddziałem Orsted w Wielkiej Brytanii

PKN Orlen

Chociaż sektor wydobywania nie odgrywał nigdy tak znaczącej roli w przychodach Orlenu, jak w opisanych przedsiębiorstwach zagranicznych, polski koncern również rozpoczął przygotowania do globalnej transformacji energetycznej.

Polski koncern paliwowy PKN Orlen na spadku cen ropy naftowej w ostatnich latach bardzo skorzystał, mogąc zwiększyć swoją marżę rafineryjną. Chociaż sektor wydobywania nie odgrywał nigdy tak znaczącej roli w przychodach Orlenu, jak w opisanych przedsiębiorstwach zagranicznych, polski koncern również rozpoczął przygotowania do globalnej transformacji energetycznej.

Dotychczasowe działania i dalsze plany inwestycyjne największej spółki w Europie Środkowej i Wschodniej skupiają się wokół trzech obszarów, a są to:

- ▶ rozwój infrastruktury paliw alternatywnych,
- ▶ rozwój sektora petrochemicznego,
- ▶ inwestycje w odnawialne źródła energii.

Rozwój infrastruktury paliw alternatywnych

Elektromobilność należy dziś do priorytetowych elementów strategii Orlenu. Pierwsza komercyjna stacja ładowania pojazdów elektrycznych została uruchomiona przez koncern pod koniec 2018 r.

w Siewierzu przy trasie Katowice - Częstochowa. Do końca 2019 r. spółka planuje uruchomienie w sumie ok. 50 ładowarek, zaś plany na kolejne lata zakładają, że na stacjach paliw Orlen w Polsce będzie funkcjonować ok. 150 stacji ładowania pojazdów elektrycznych.

150 stacji

ładowania aut elektrycznych Orlen zamierza uruchomić w Polsce w najbliższych latach

Podobne plany realizowane są również w ramach zagranicznej działalności. Koncern planuje rozwój sieci punktów ładowania dostępnych na stacjach Benzina w Czechach - wspólnie z firmą CEZ. Obecnie działają tam trzy punkty, a w najbliższych latach ma pojawić się nawet kilkadziesiąt nowych. Z kolei w Niemczech, które są najbardziej rozwiniętym w Europie rynkiem zeroemisyjnych pojazdów używających ogniw paliwowych Orlen na swoich stacjach paliw uruchomił dwa punkty tankowania wodoru. Wobec rosnącego zainteresowania tą technologią w Polsce, spółka rozważa obecnie uruchomienie takich stacji również w naszym kraju.

Rozwój sektora petrochemicznego

8,3 mld zł

wynosi szacowany budżet niezbędny do realizacji inwestycji w ramach Programu Rozwoju Petrochemii

Zwiększenie zaangażowania Orlenu w produkcję petrochemiczną stanowi podstawowe założenie zaktualizowanej Strategii na lata 2019-2022 [123]. Jest to naturalna odpowiedź na zwiększenie globalnego popytu na produkty petrochemiczne, związanego z rosnącą liczbą ludności na świecie, utrzymującym się wzrostem gospodarczym oraz zmianą struktury zapotrzebowania na surowce używane w przemyśle. Szacowany budżet niezbędny do realizacji inwestycji wchodzących w skład Programu Rozwoju Petrochemii wynosi

ok. 8,3 mld zł. Roczny wzrost zysku operacyjnego EBITDA po zakończeniu inwestycji przewidzianych w programie może wynieść ok. 1,5 mld zł.

Zatwierdzony Program Rozwoju Petrochemii zakłada m.in.

- ▶ budowę kompleksów pochodnych aromatów,
- ▶ rozbudowę kompleksu olefin,
- ▶ zwiększenie zdolności produkcyjnych fenolu,
- ▶ rozwój Centrum Badawczo-Rozwojowego (CBR).

Inwestycja w Płocku umożliwi rozwój i wdrażanie własnych technologii. W CBR będą m.in. przeprowadzane testy usprawniające procesy technologiczne, udoskonalające produkty i optymalizujące koszty. Będzie ono także nowoczesną platformą współpracy pomiędzy PKN Orlen, a światem nauki i biznesu.

Odnawialne Źródła Energii

Dotychczasowe działania Orlenu w zakresie inwestycji w OZE skupiają się przede wszystkim na biopaliwach. Unipetrol, czeska spółka z Grupy Orlen, zaprezentowała w tym roku biopaliwa drugiej generacji wyprodukowane z odpadów biomasy i przeprowadziła jazdy testowe w samochodach napędzanych nowoczesnym biopaliwem. Biopaliwo to, wyprodukowane głównie ze zrębków drzewnych, trocin, słomy oraz alg, może zostać niedługo dodane do paliw jako biokomponent drugiej generacji, po to, by spełniać zaostrzające się normy emisyjne ustalone przez Unię Europejską.

Jeśli ta technologia zostałaby użyta w celach handlowych, dodanie paliwa wyprodukowanego przy użyciu gazyfikacji odpadów zrębków drzewnych mogłoby pomóc w osiągnięciu minimalnych zawartości energii w nowoczesnych biopaliwach po 2022 roku. Zaprezentowane biopaliwo jest produkowane w laboratoriach UniCRE w Chempark Záluží u Litvínova w ramach innowacyjnego projektu COMSYN, który z kolei jest częścią światowego programu badań i innowacji w ramach projektu „Horyzont 2020”.

W najbliższym czasie spółka planuje zwiększenie zaangażowania w sektor OZE. Obok planów dotyczących instalacji fotowoltaicznych na stacjach paliw Orlen przygotowuje się do inwestycji w morskie farmy wiatrowe. Poprzez spółkę celową Baltic Power uzyskał pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp na Bałtyku

w celu wybudowania farmy wiatrowej o maksymalnej łącznej mocy 1200 MWe. Docelowa moc farmy zależy od wielu czynników, takich jak warunki geologiczne dna Bałtyku, uwarunkowania środowiskowe czy parametry techniczne turbin. Obecnie Orlen jest na etapie badań środowiskowych oraz pomiarów wietrzności.

Wyłoniono również w drodze postępowania zakupowego wykonawcę wstępnych badań geotechnicznych dna morskiego, które rozpoczną się jeszcze w 2019 roku. W styczniu 2019 r. koncern uzyskał warunki przyłączenia farmy do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego – obecnie trwa ich analiza celem rozpoczęcia kolejnych etapów zmierzających do zawarcia umowy przyłączeniowej.

Świadomość, że globalna transformacja energetyczna nie ominie Polski rośnie, a w ślad za nią powinny w najbliższych latach ruszyć zwiększone działania inwestycyjne. Orlen ma szansę być w tym zakresie jednym z liderów.

„Chcemy i musimy inwestować w nisko- i zeroemisyjne źródła odnawialne.” [124]

Daniel Obajtek,
prezes Grupy Orlen

06 | Podsumowanie

Na planecie, na której z powodu zanieczyszczenia powietrza umierają przedwcześnie miliony ludzi, a zmiany klimatu powodują coraz większe straty ekonomiczne i w dłuższej perspektywie zagrażają dalszemu przetrwaniu gatunku ludzkiego i innych żyjących stworzeń, ropa naftowa nie może i nie będzie odgrywać już takiej roli, jak przez cały wiek XX. Globalna transformacja energetyczna oznacza rosnące znaczenie energii elektrycznej, produkowanej w coraz większym stopniu z odnawialnych źródeł energii. Wobec słabnącego popytu na ropę naftową i zaostrzającej się polityki klimatycznej, dotychczas potwierdzone złoża prawdopodobnie nigdy nie zostaną wyczerpane. Międzynarodowe przedsiębiorstwa naftowe dążąc w krótkiej perspektywie przede wszystkim do zapewnienia odpowiedniej podaży ropy naftowej, powinny więc rozpocząć długoterminową transformację do świata zeroemisyjnego.

Ten raport miał na celu przedstawienie kierunku, w którym wraz ze zmianami na świecie zmieniają się także spółki naftowe. Opisane powyżej przykłady strategii spółek BP, Shell, Equinor i Orsted reprezentują świadomość zachodzących zmian rosnącą w sektorze. Chociaż tempo dokonywanej przez nie reorientacji jest różne – od najszybszego w przypadku Orsted do bardziej zachowawczego w wykonaniu BP i Shella – wszystkie dostrzegają, że tym razem nie należy się spodziewać odwrotu od OZE.

Globalna transformacja energetyczna nie dokona się jednak jutro, a dynamiczny wzrost gospodarczy na rynkach wschodzących będzie napędzał popyt na paliwa kopalne w najbliższych latach. Dlatego spółki o prawdziwie globalnym charakterze – jak BP i Shell – nie chcą zbyt szybko wycofywać się z sektora ropy i gazu. Inwestują jednak coraz mocniej w ten drugi surowiec, który ma służyć jako paliwo „przejściowe” w drodze do w pełni zielonej energetyki.

Firmy, których działalność skupiała się dotąd głównie w regionie UE – jak Orsted – wiedzą, że na Starym Kontynencie transformacja ta dokona się znacznie szybciej niż w innych częściach świata i że szybkie zagospodarowanie pojawiających się rynków – np. morskich farm wiatrowych – może zagwarantować bardziej stabilną i dochodową przyszłość. Biorąc pod uwagę, że liczba nisz rynkowych w sektorze energii jest obecnie ogromna – od nowych metod wytwarzania energii elektrycznej, poprzez zarządzanie popytem i bardziej elastycznymi sieciami dystrybucyjnymi, do magazynowania energii i ładowania pojazdów elektrycznych – perspektywy inwestycyjne są bardzo szerokie.

1. „Przedsiębiorstwa naftowe” przeistaczają się powoli w „przedsiębiorstwa energetyczne”, które nie skupiają się już tylko na produkcji ropy i gazu, ale angażują się coraz mocniej w inne segmenty rynku ropy i gazu – rafineria i petrochemia – oraz w rynek energii elektrycznej.
 2. Inwestują mniej w ropę naftową, a coraz więcej w gaz ziemny.
 3. Zdobywają kompetencje w sektorze produkcji energii elektrycznej z OZE, do których należy przyszłość.
 4. Eksplorują wschodzące technologie, które będą kluczowe dla zdigitalizowanego i zdekarbonizowanego systemu energetycznego jutra.
-

Przygotowując się na globalną transformację energetyczną przedsiębiorstwa naftowe dywersyfikują więc swoją działalność nie traktując już sektora ropy i gazu jako jedyne obszaru swojego biznesu, a raczej jako jedną z równorzędnych części szerszego rynku energii (obejmującego również wytwarzanie energii elektrycznej, ładowanie pojazdów elektrycznych, magazynowanie energii elektrycznej, dostarczanie ciepła, itd.).

Choć sukcesu nie da się zagwarantować, kto chce przetrwać rynkową rewolucję powinien się dostosować. Czas przedsiębiorstw naftowych w obecnym kształcie wydaje się być policzony. Przykłady przedsiębiorstw z innych obszarów, które nie były w stanie w odpowiednim momencie dostrzec zachodzących zmian mogą być dobrą lekcją również dla tego sektora. Spółki dzisiaj osiągające jeszcze wysokie zyski jutro mogą stać się Kodakiem rynku ropy naftowej.

Jak było wskazywane na wstępie raportu, polskie przedsiębiorstwa naftowe, o ograniczonym zaangażowaniu w segment upstream, mają przed sobą trochę inne wyzwania. Nieduże wydobycie ropy naftowej może wręcz stanowić pewną przewagę, gdyż nie skazuje ich na opisywany powyżej problem unburnable carbon. Niemniej, biorąc pod uwagę politykę klimatyczną i rosnącą elektryfikację transportu, muszą odpowiednio dostosować swoją działalność w segmencie downstream.

Pierwszym kierunkiem powinien być wzrost znaczenia sektora petrochemicznego kosztem rafinerii. Będzie to naturalna odpowiedź na słabnący popyt na paliwa pochodzące z ropy naftowej (benzyna, olej napędowy) w transporcie oraz rosnące zapotrzebowanie na produkty petrochemiczne szeroko użytkowane w wyrobach konsumenckich (otaczający nas wszędzie plastik).

Po drugie, spadek znaczenia ropy naftowej w transporcie nie powinien doprowadzić do całkowitego odwrócenia uwagi od tego sektora, lecz odpowiedniego dostosowania swojej działalności do potrzeb pojazdów elektrycznych używających baterii litowo-jonowych oraz ogniw paliwowych. Z jednej strony należałoby więc dostosować istniejącą infrastrukturę tankowania samochodów używających silników benzynowych do ładowania pojazdów elektrycznych używających baterii litowo-jonowych. Z drugiej strony, należałoby zwiększyć produkcję wodoru (produkowanego już dzisiaj na potrzeby wewnętrzne i używanego w procesach rafineryjnych i petrochemicznych) i przestawić ją na potrzeby klienta zewnętrznego, korzystającego z samochodów napędzanych ogniwami paliwowymi (zob. raport 300GOSPODARKI „Wodorowa alternatywa”), a także odpowiednio dostosować infrastrukturę stacji benzynowych do tankowania wodoru.

Po trzecie, polskie przedsiębiorstwa naftowe powinny również włączyć się w rewolucję Odnawialnych Źródeł Energii. Przekształcając się w przedsiębiorstwa „energetyczne”, powinny poszukiwać swojego miejsca na rynku produkcji energii elektrycznej z OZE i kontynuować trend zapoczątkowany ostatnio przez Orlen, który ogłosił inwestycję w morskie farmy wiatrowe na Morzu Bałtyckim.

Wszystkie te zmiany powinny zapewnić polskim koncernom stabilną przyszłość w czasach globalnej transformacji energetycznej. Do wprowadzenia ich w życie konieczne jest jednak wsparcie państwa, które jako jednocześnie największy akcjonariusz oraz twórca polityki energetycznej i otoczenia regulacyjnego, ma dominujący wpływ na decyzje polskich przedsiębiorstw naftowych.

Przypisy

1. The Economist, 6 maja 2017 r., The world's most valuable resource.
2. Międzynarodowa Agencja Energii, World Energy Outlook 2018, Paryż 2018, s. 284.
3. D. Helm Burn out: The Endgame for Fossil Fuels, s. 183.
4. Międzynarodowa Agencja Energii, World Energy Outlook, Paryż 2018, s. 40.
5. Ibidem, s. 42.
6. Ibidem, s. 38.
7. Europejska Agencja Środowiska, Air quality in Europe – 2018 report, Luksemburg 2018, s. 8.
8. Royal College of Physicians, Every breath we take: the lifelong impact of air pollution, Londyn 2016, s. 56-59.
9. M. Bondy, S. Roth, L. Sager, Crime is in the Air: The Contemporaneous Relationship between Air Pollution and Crime, Bonn 2018.
10. Ibidem, s. 85.
11. Health Effects Institute, State of Global Air 2019, Boston 2019, s. 2
12. Ibidem, s. 16.
13. Fourth National Climate Assessment, s. 309-310
14. Ibidem, s. 303.
15. Ibidem, s. 163.
16. 3 big takeaways from the major new US climate report
<https://www.vox.com/2018/11/24/18109883/climate-report-2018-national-assessment>
17. IPCC Climate Change 2014, Full Report, s. 83
18. IPCC, Climate Change 2014, Synthesis Report, s. 64-73.
https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/SYR_AR5_FINAL_full.pdf
19. IPCC Climate Change 2014, Full Report, s. 12
20. Art. 2 Porozumienia Paryskiego
21. Rozdział 2 Specjalnego Raportu IPCC 2018, s. 132.
22. Ibidem.
23. BP Statistical Review of World Energy 1965-2017
24. IEA, World Energy Outlook 2018, s. 84.
25. Ibidem, s. 136-7.
26. Ibidem, s. 29.
27. Ibidem, s. 138.
28. Carbon Tracker Initiative, Unburnable Carbon - Are the world's financial markets carrying a carbon bubble?
29. Ibidem, s. 2.

30. The geographical distribution of fossil fuels unused when limiting global warming to 2 °C, s. 189.
31. International Oil Companies The Death of the Old Business Model, s. 24; zob. Też: Financial Times, Mark Carney warns investors face 'huge' climate change losses, 29 września 2015 r., <https://www.ft.com/content/622de3da-66e6-11e5-97d0-1456a776a4f5>.
32. IEA, World Energy Outlook 2018, s. 164.
33. IoT connections outlook
<https://www.ericsson.com/en/mobility-report/reports/june-2019/iot-connections-outlook>
34. Best Countries for Business
<https://www.forbes.com/places/saudi-arabia/>
35. Steep decline in nuclear power would threaten energy security and climate goals
<https://www.iea.org/newsroom/news/2019/may/steep-decline-in-nuclear-power-would-threaten-energy-security-and-climate-goals.html>
36. A. Czyżewski, Energetyka, Środowisko, Rozwój, Zeszyt Orlen nr 7, Warszawa 2013, s. 18.
37. World Energy Council Data
<https://www.worldenergy.org/data/resources/resource/hydropower/>
38. IRENA, Renewable Energy Capacity Statistics 2019, s. 21.
39. IEA, Renewables 2018, s. 35.
40. BP, Energy Outlook 2019, s. 105.
41. Ibidem, s. 106.
42. Ibidem, s. 93.
43. Shell, Sky: Meeting the goals of the Paris Agreement, s. 32.
44. Equinor, Energy Perspectives 2018, s. 23.
45. Climate Change Speech by John Browne, Group Chief Executive, British Petroleum (BP America), Stanford University, 19 maja 1997
<http://www.documentcloud.org/documents/2623268-bp-john-browne-stanford-1997-climate-change-speech.html>
46. Wind & Solar Energy Installation Data: 2000-2016 Actuals + 2017-2021 Forecast:
<http://www.fi-powerweb.com/Renewable-Energy.html>
47. BP Sustainability Report 2005, s. 43.
48. BP Sustainability Report 2004, s. 3, 27.
49. BP Sustainability Report 2005, s. 42.
50. BP Annual Report 2005, s. 4.
51. BP Sustainability Report 2013, s. 6.
52. BP Deepwater Horizon costs balloon to \$65 billion
<https://uk.reuters.com/article/uk-bp-deepwaterhorizon/bp-deepwater-horizon-costs-balloon-to-65-billion-idUKKBN1F50O6>
53. BP Missed The Shale Boom; Here's Its Plan To Catch Up
<https://www.forbes.com/sites/christopherhelman/2016/07/18/bp-missed-the-shale-boom-heres-its-plan-to-catch-up/#409e5a42bea5>
54. OIES Paper: The rise of renewables and energy transition, s. 17.
55. BP aims to invest more in renewables and clean energy
<https://www.theguardian.com/business/2018/feb/06/bp-aims-to-invest-more-in-renewables-and-clean-energy>

56. BP restructures U.S. Wind Energy business for growth
https://www.bp.com/en_us/bp-us/media-room/press-releases/bp-restructures-us-wind-energy-business-for-growth.html
57. BP Annual report 2017, s. 97.
58. Two Years After 'Aiming for A': Where Are We Now?, Investor Report, 2017
<https://shareaction.org/wp-content/uploads/2017/10/InvestorReport-AimingForA-BP.pdf>
59. BP targeted with first shareholder resolution on climate goals
<https://www.reuters.com/article/climate-change-oil-agm/bp-targeted-with-first-shareholder-resolution-on-climate-goals-idUSL8N1YC2ZG>
60. BP aims to invest more in renewables and clean energy
<https://www.theguardian.com/business/2018/feb/06/bp-aims-to-invest-more-in-renewables-and-clean-energy>
61. Advancing the energy transition
<https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/sustainability-report/group-reports/bp-advancing-the-energy-transition.pdf>
62. Ibidem, s. 6.
63. 'The destination fuel': why gas is coming of age
<https://www.bp.com/en/global/corporate/news-and-insights/bp-magazine/gordon-birrell-interview-bp-upstream-portfolio-shift-to-gas.html>
64. BP Environmental and Social Review, s. 8.
65. 'The destination fuel': why gas is coming of age
<https://www.bp.com/en/global/corporate/news-and-insights/bp-magazine/gordon-birrell-interview-bp-upstream-portfolio-shift-to-gas.html>
66. Upstream major projects
<https://www.bp.com/en/global/corporate/investors/upstream-major-projects.html#kgd6r>
67. Analysis: Majors trim oil exposure in shift to gas
<https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/natural-gas/030918-analysis-majors-trim-oil-exposure-in-shift-to-gas>
68. Natural gas stands to get a boost from carbon tax
<https://www.nature.com/news/natural-gas-stands-to-get-a-boost-from-carbon-tax-1.17705>
69. World first in CCUS technology
<https://www.bp.com/en/global/corporate/news-and-insights/bp-magazine/world-first-in-ccus.html>
70. Commentary: Carbon capture, utilisation and storage finally catches the spotlight
<https://www.iea.org/newsroom/news/2018/december/carbon-capture-utilisation-and-storage-finally-catches-the-spotlight.html>
71. Shell Report 1998, s. 50.
72. Shell Report 1999, s. 31.
73. Shell Report 2000, s. 37.
74. Shell Report 2001, s. 21.
75. Shell Sustainability Report 2007, s. 12.
76. Shell Sustainability Report 2008, s. 18.
77. Shell Sustainability Report 2014, s. 41.
78. Shell Sustainability Report 2014, s. 16.

79. Shell Sustainability Report 2016, s. 35.
80. Shell Sustainability Report 2015, s. 18.
81. Shell doubles up on green spending and vows to halve carbon footprint <https://www.theguardian.com/business/2017/nov/28/shell-doubles-green-spending-vows-halve-carbon-footprint>
82. Shell Sustainability Report 2017, s. 23.
83. Greenlots announces acquisition by Shell, one of the world's leading energy providers <https://greenlots.com/greenlots-announces-acquisition-by-shell-one-of-the-worlds-leading-energy-providers/>
84. Cleantech Solar and Shell sign strategic investment <https://cleantechsolar.com/cleantech-solar-shell-sign-strategic-investment/>
85. Ibidem, s. 25.
86. Ibidem, s. 25.
87. Sonnen Closes New €60 Million Financing Round and Adds Shell Ventures as New Investor <https://sonnenusa.com/en/sonnen-closes-new-eu60-million-financing-round-and-adds-shell-ventures-new-investor/>
88. Axiom Exergy Closes Series A for Grocery Store Thermal Storage With Shell, GXP <https://www.greentechmedia.com/articles/read/axiom-exergy-closes-series-a-for-grocery-store-thermal-storage#gs.2SYxXvSp>
89. Shell says it wants to double green energy investment <https://www.theguardian.com/business/2018/dec/26/shell-says-it-wants-to-double-green-energy-investment>
90. Shell Annual Report 2017, s. 7.
91. Ibidem, s. 36.
92. Shell Report 2001, s. 5.
93. A Quick Snapshot Of Shell's Integrated Gas Business <https://www.forbes.com/sites/greatspeculations/2018/06/11/a-quick-snapshot-of-shells-integrated-gas-business/#6f1a9a1e1857>
94. Natural gas here to stay beyond energy transition, Big Oil says <https://www.cnbc.com/2018/10/09/reuters-america-natural-gas-here-to-stay-beyond-energy-transition-big-oil-says.html>
95. Statoil to change name to Equinor <https://www.equinor.com/en/news/15mar2018-statoil.html>
96. Statoil Sustainability Report 2001, s. 57.
97. Ibidem, s. 56.
98. Ibidem, s. 57.
99. Furre, Anne-Kari; Eiken, Ola; Alnes, Håvard; Vevatne, Jonas Nesland; Kiær, Anders Fredrik (July 2017). "20 Years of Monitoring CO₂-injection at Sleipner". Energy Procedia. 114: 3916–3926.
100. Renewables and CCS <https://www.equinor.com/en/what-we-do/new-energy-solutions.html>
101. Equinor, Shell, and Total get nod for offshore CO₂ storage in Norway <https://www.offshoreenergytoday.com/equinor-shell-and-total-get-nod-for-offshore-co2-storage-in-norway/>
102. Biofuel collaboration <https://www.equinor.com/en/news/archive/1998/11/12/BiofuelCollaboration.html>

- 103.Statoil Sustainability Report 2005, s. 49.
- 104.Statoil Sustainability Report 2004, s. 43.
- 105.Statoil Sustainability Report 2006, s. 45.
- 106.Statoil Sustainability Report 2007, s. 26.
- 107.Statoil Sustainability Report 2009, s. 8.
- 108.How Hywind works
<https://www.equinor.com/en/what-we-do/hywind-where-the-wind-takes-us/hywind-up-close-and-personal.html>
- 109.Equinor—the world’s leading floating offshore wind developer
<https://www.equinor.com/en/what-we-do/hywind-where-the-wind-takes-us.html>
- 110.Ibidem.
- 111.Wind energy: UK experiences and offshore operational challenges, s. 732
- 112.World’s First Floating Offshore Wind Farm Achieves 65% Capacity Factor After 3 Months
<https://www.greentechmedia.com/articles/read/worlds-first-floating-offshore-wind-farm-65-capacity-factor#gs.UujWMIPj>
- 113.The market outlook for floating offshore wind
<https://www.equinor.com/en/what-we-do/hywind-where-the-wind-takes-us/the-market-outlook-for-floating-offshore-wind.html>
- 114.Floating wind set for deep cost cuts, high subsidies
<https://www.montelnews.com/en/story/floating-wind-set-for-deep-cost-cuts-high-subsidies/931793>
- 115.Offshore Wind Market Development and Cost Reduction Background
<https://www.energy-uk.org.uk/publication.html?task=file.download&id=6563>
- 116.Equinor, Sustainability Report 2018, s. 23.
- 117.Statoil to rebrand as Equinor in green energy push
<https://www.reuters.com/article/us-statoil-name-equinor/statoil-to-rebrand-as-equinor-in-green-energy-push-idUSKCN1GR0K2>
- 118.Natural Gas
<https://www.equinor.com/en/what-we-do/natural-gas.html>
- 119.Norwegian companies bringing tech, social change to U.S. oil & gas industry
<https://www.houstonchronicle.com/business/energy/article/Norwegian-companies-bringing-tech-social-change-13827395.php>
- 120.Orsted, Annual Report 2018, s. 5.
- 121.Ibidem, s. 17.
- 122.Orsted kicks off operations at world’s largest offshore wind farm
<https://www.windpowerengineering.com/business-news-projects/orsted-kicks-off-operations-at-worlds-largest-offshore-wind-farm/>
- 123.Raport Zintegrowany Grupy Orlen 2018, s. 18.
- 124.Biznes Alert, Orlen rozpocznie budowę Offshore w 2024 roku
<http://biznesalert.pl/pkn-ornlen-offshore-oze-energetyka/>

300RESEARCH