

Ryzyka te mają charakter zarówno wewnętrzny (fragmentaryzacja europejskiego rynku finansowego i istniejące nadal ograniczenia w dostępie do pieniądza, zwłaszcza w krajach Europy Południowej, oraz wysoki poziom zadłużenia publicznego niektórych krajów UE), jak również zewnętrzny (osłabienie wzrostu gospodarki światowej, niepewność, jakie działania podejmie administracja USA w kwestii polityki monetarnej i rozwiązywania zadłużenia, oraz niestabilizowana sytuacja polityczna w niektórych krajach świata, w tym w szczególności w państwach eksportujących paliwa i surowce).

* Dr Jan Piotrowski, Instytut Badań Rynku, Konsumpcji i Koniunktury. E-mail: jan.piot@wp.pl

¹ Ocena stanu faktycznego gospodarki UE, jak i prognozy na najbliższe dwa lata przedstawione w niniejszym artykule są oparte głównie na raporcie KE „European Economic Forecast, Autumn 2013”, European Commission, Directorate-General for Economic and Financial Affairs; 7/2013. W przypadku korzystania z innych źródeł są one podane w odwołaniach.

² Zgodnie z podziałem używanym przez Wydział Statystyczny ONZ w skład Europy Wschodniej wchodzi: Białoruś, Bułgaria, Czechy, Mołdawia, Polska, Rumunia, Rosja, Słowacja, Ukraina, Węgry.

³ Unemployment statistics, Eurostat, data up to November 2013; 9 January 2014; http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/index.php/Unemployment_statistics

⁴ Podstawowa stawka podatku VAT została podwyższona w Holandii z 19% do 21% z mocą od 1.10.2012 r. Nie zmieniono stawki obniżonej, pozostawiając ją na poziomie 6%; <http://www.nfia.co.uk/news/345/index.html> [5.01.2014].

⁵ Informacja ze strony Europejskiego Banku Centralnego, <http://www.ecb.europa.eu/home/html/index.en.html> [22.01.2014].

⁶ ECB, *Assessing the retail interest rate pass through in the euro area in times of financial fragmentation*, „Monthly Bulletin”, August 2013, s. 75-91.

⁷ IMF, *Global Financial Stability Report*, Autumn 2013, s. 54.

⁸ ECB, *The perceived external financing gap indicator for small and medium-sized enterprises in the euro area*, „Monthly Bulletin”, August 2013, ECB, s. 19-24.

⁹ GUS, „Biuletyn Statystyczny”, nr 11/2013, s. 34.

¹⁰ Dotyczy to wszystkich krajów członkowskich UE z wyjątkiem Bułgarii, Estonii, Finlandii, Litwy, Łotwy, Luksemburga, Niemiec, Rumunii, Szwecji, Węgier i Włoch.

¹¹ Na podstawie wykonania budżetu po 11 miesiącach 2013 r. deficyt osiągnął poziom 75% kwoty przewidzianej w budżecie na cały rok; „Szacunkowe dane o wykonaniu budżetu państwa za okres styczeń-listopad 2013 r.”, komunikat MF z 16.12.2013 r.; <http://www.mf.gov.pl/ministerstwo-finansow/wiadomosci/komunikaty/>

¹² Według raportu Ministerstwa Finansów „Program konwergencji. Aktualizacja 2013”, kwiecień 2013, deficyt sektora finansów publicznych miał wynieść 3,5% w 2013 r., 3,3% w 2014 r. i 2,7% w 2015 r.

¹³ Według prognozy KE z wiosny 2013 r. nieuwzględniającej jeszcze zmian w polskim systemie emerytalnym, poziom zadłużenia finansów publicznych Polski miał w 2014 r. wynieść 58,9% PKB.

¹⁴ IMF, *World Economic Outlook*, October 2013, s. 41-44.

¹⁵ WTO, *Report on G-20 Trade Measures*, 18.12.2013, s. 22.

¹⁶ Informacje na temat tego systemu można znaleźć na <http://www.ecb.europa.eu/ssm/html/index.pl.html>

¹⁷ Monthly Bulletin January, European Central Bank, 01-2014, s. 10.

¹⁸ *Fed shrugs off turmoil with fresh \$ 10 bn taper*, „Financial Times”, 30 January 2014, s. 1.



POLITYKA ENERGETYCZNA

ZMIANA WARUNKÓW FUNKCJONOWANIA PRZEDSIĘBIORSTW NA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ UE

*Dariusz Michalski**

W ostatnich latach obserwuje się wzrastającą niepewność przedsiębiorstw elektroenergetycznych o przyszły kształt rynku, na którym będą prowadzić swą działalność. Powstaje wysokie ryzyko strategiczne. Przedsiębiorstwa te stoją przed zasadniczymi decyzjami w sprawie przyszłego modelu biznesowego¹. Zmieniają się źródła zysków i rola poszczególnych ogniw tworzenia

wartości w elektroenergetyce, na rynek energii wchodzi nowe podmioty, klienci mają nowe potrzeby, zaś dotychczas zyskowne aktywa tracą swą wartość (głównie aktywa produkcyjne). Rzutuje to m.in. na ograniczenie budowy elektrowni opalanych paliwami kopalnymi. Do niedawna wskazywano jednak, że elektrownie opalane węglem będą zastępowane przez elektrownie gazowe i odnawialne źródła energii (głównie elektrownie solarne i wiatrowe). A stało się wręcz odwrotnie. Elektrownie gazowe odnotowują straty, zaś elektrownie węglowe są zyskowne przy niskiej cenie praw do emisji dwutlenku węgla (EUA)². W takiej sytuacji strategię koncernów energetycznych częściowo zdezaktualizowały się.

Cena energii elektrycznej na rynku hurtowym nie jest ceną jej sprzedaży dla klientów finalnych. Powinna ona odpowiadać jedynie kosztom zmiennym produkcji ener-

gii elektrycznej (koszty paliwa i wykorzystane prawa do emisji dwutlenku węgla – EUA) oraz kosztom jej dostarczenia do wskazanego rynku regionalnego, takim jak np. koszty dostępu do wąskich gardeł w sieci przesyłowej (CBT, aukcje transgraniczne). Ze względu na to, że kosztów związanych z inwestycjami w odnawialne źródła energii (OZE) zazwyczaj nie udaje się odzyskać wyłącznie ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku hurtowym, konieczne jest zapewnienie dodatkowego finansowania w formie subsydiów, które są przenoszone do ceny sprzedaży na rynku detalicznym. Nowy kontekst funkcjonowania elektroenergetyki sprawia, że przedsiębiorstwa elektroenergetyczne realizują następujące działania dostosowawcze:

- ☞ rozwój działalności poza tradycyjnym łańcuchem kreowania wartości dodanej: inwestycje w usługi energetyczne, pozyskanie źródeł energii, działalność inna niż wytwarzanie energii;
- ☞ poszukiwanie rynków poza Europą;
- ☞ inwestycje w odnawialne źródła energii.

Spowolnienie gospodarcze oraz dążenie do wysokiej efektywności energetycznej prowadzą w Europie do spadku zużycia energii elektrycznej i jej nadpodaży na rynku hurtowym.

Najważniejsze czynniki wpływające na hurtowy rynek energii elektrycznej

Głównym czynnikiem wpływającym na sytuację na hurtowym rynku energii elektrycznej jest wzrost wolumenu produkcji w elektrowniach wiatrowych i solarnych. Sprawia to, że w niedalekiej przyszłości należy oczekiwać zmniejszenia produkcji elektrowni konwencjonalnych, opalanych paliwami kopalnymi. W ślad za tym nastąpi także ograniczenie marży tych producentów (*green dark spread* oraz *green spark spread*³). Chociaż następuje ograniczanie produkcji w elektrowniach opalanych paliwami kopalnymi, to należy jednak wskazać na konieczność inwestycji w tego typu moce produkcyjne, aby zapewnić bezpieczeństwo zasilania w systemie elektroenergetycznym. Inwestycje w najbardziej elastyczne elektrownie gazowe stają się nierentowne, gdyż ceny energii elektrycznej w godzinach szczytowych, dzięki rozwojowi produkcji w elektrowniach słonecznych, zostały znacznie obniżone i nie notuje się już cen drastycznie odchylających się od notowań w okresach wzrastających temperatur (tzw. *heat wave*). Trzeba jednak pamiętać, że rozwój produkcji z OZE jest stymulowany dotacjami, które są przekazywane w formie stałych taryf czy certyfikatów pochodzenia energii.

Innym czynnikiem znacząco wpływającym na europejski rynek energii elektrycznej jest łączenie poszczególnych rynków regionalnych dzięki nowym mocom w sieciach przesyłowych oraz łączeniu rynków w procesie tzw. *market coupling*, co wspiera handel transgraniczny i wyrównywanie się cen na rynku, gdyż następuje łączenie najtańszych ofert podaży z najdroższymi ofertami zakupu na całym, połączonym w ten sposób rynku.

Do innych ważnych czynników wpływających na unijną elektroenergetykę należy zaliczyć:

- ☞ wyłączenie elektrowni atomowych w Niemczech (wszystkie reaktory atomowe powinny zostać wyłączone do września 2025 r.) po awarii w Fokushimie w 2011 r., co zapoczątkowało dyskusję w innych państwach o wyłączeniu lub redukcji produkcji w tego typu elektrowniach;
- ☞ szybki rozwój OZE, szczególnie w Niemczech;
- ☞ początek kryzysu finansowego w 2007 r., co wpływa na ograniczenie popytu na energię elektryczną (przykładowo: w Hiszpanii o ok. 7%, a we Włoszech nawet 10%);
- ☞ kryzys w sferze euro, co ograniczyło możliwości rządów państw członkowskich we wspieraniu elektroenergetyki, szczególnie subsydia dla energetyki odnawialnej;
- ☞ rozwój wydobycia gazu łupkowego, co wpływa na redukcję cen węgla w dostawach do Europy i poprawia konkurencyjność elektrowni węglowych;
- ☞ obniżenie cen praw do emisji dwutlenku węgla (EUA) do poziomu 4-5 euro, co zwiększyło konkurencyjność elektrowni węglowych i przy gwałtownym rozwoju produkcji elektrowni słonecznych i farm wiatrowych praktycznie sprawiło, że elektrownie opalane gazem stały się nierentowne w Niemczech czy Holandii (ujemny wynik na sprzedaży). Równocześnie przyczyniło się to do ograniczenia inwestycji w nowoczesne, niskoemisyjne technologie;
- ☞ pogorszenie ratingów koncernów elektroenergetycznych z powodu kryzysu i obniżenie się wartości aktywów produkcyjnych, co zwiększa równocześnie koszt finansowania ich funkcjonowania;
- ☞ nieprzewidziany efekt zmiany struktury produkcji energii elektrycznej w Europie (tzw. *energy mix*), w której w 2012 r. nie licząc elektrowni wodnych OZE miały 19% udział (18% stanowią elektrownie słoneczne i wiatrowe). Zainstalowane moce produkcyjne w elektroenergetyce w latach 2000-2012 wzrosły prawie dwukrotnie z 575 GW do 932 GW – odnawialne źródła energii w tym czasie zwiększyły swą moc z 13 GW do 177 GW (na rynku skandynawskim przyrost mocy w OZE przyczynił się wręcz do powstania nadpodaży energii elektrycznej)⁴. Koszt zmienny produkcji w tych elektrowniach określa się jako zerowy, a ponadto mają one pierwszeństwo w dostępie do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej. Wszystko to wpływa na gwałtowną redukcję cen na hurtowym rynku energii elektrycznej. Łączenie rynków energii elektrycznej w Europie powoduje, że powyższy trend staje się transeuropejskim, i jednocześnie zniechęca to do inwestycji w elektroenergetyce.
- ☞ wchodzenie na rynek energii elektrycznej nowych podmiotów, które integrują swoją dotychczasową działalność gospodarczą, np. produkcję gazu, z produkcją energii elektrycznej (przykładami są austriacki OMV czy polskie PGNiG).

Kryzys euro (ryzyko rozpadu strefy euro). Przykład wpływu sytuacji w gospodarce unijnej na elektroenergetykę

Kryzys w strefie euro, a szczególnie ryzyko jej rozpadu, silnie oddziałuje na koncerny elektroenergetyczne, szczególnie w sytuacji niskich cen energii oraz obniżenia popytu na energię elektryczną. W pierwszym rzędzie sytuacja ta wpływa negatywnie na rating koncernów elektroenergetycznych oraz wzrost kosztów finansowania ich działalności operacyjnej.

W przypadku rozpadu strefy euro problemem stanie się także potencjalna, postępująca fragmentaryzacja unijnego rynku energii elektrycznej. Wzrosną koszty zabezpieczenia ryzyka kursu walutowego oraz ryzyka operacyjnego (nastąpi powrót przykładowo do marki, lirów lub franków), a także współpracy z podmiotami z różnych rynków. Ponadto, koncerny elektroenergetyczne ograniczają swoją współpracę z instytucjami finansowymi z zagrożonych kryzysem euro państw członkowskich.

Ryzyko rozpadu strefy euro pociąga za sobą także ryzyko zwiększonego skomplikowania instrumentów pochodnych będących w dyspozycji koncernów elektroenergetycznych, które w takiej sytuacji zostaną w części przewalutowane, co stworzy ryzyko bazy, gdyż zmiany wartości „nowych” walut mogą nie być skorelowane z zabezpieczanymi pozycjami i powstanie dodatkowo ryzyko kursu walutowego (oprócz utraty części zabezpieczenia).

W odpowiedzi na unijne regulacje rynków finansowych czy zmian klimatu koncerny elektroenergetyczne rozpoczęły projekty OZE. Wiele z nich jest realizowanych poza tradycyjną sferą ich funkcjonowania. Projekty te wywołują potrzebę zasadniczego rozwoju infrastruktury przesyłowej, szacowane są na ok. 210 mld euro. W samych Niemczech należy zainwestować ok. 20 mld euro, aby dostosować system elektroenergetyczny do warunków funkcjonowania w sytuacji zwiększonej podaży energii z elektrowni wiatrowych i słonecznych (podłączenie elektrowni wiatrowych usytuowanych na morzu, zwiększenia mocy infrastruktury do przesyłu energii elektrycznej z północy na południe Niemiec).

Można przyjąć, że odnawialne źródła energii zastąpią elektrownie atomowe, jak ma to obecnie miejsce na rynku skandynawskim. Jednak potrzeba na to czasu i przygotowań; w okresie wyłączenia reaktorów atomowych utrzymywać się będzie bowiem nadpodaż mocy produkcyjnych na hurtowym rynku energii elektrycznej. Kolejnym czynnikiem będzie wzrastająca efektywność energetyczna. Połączenie tych czynników – zerowego kosztu zmiennego produkcji oraz poprawy efektywności energetycznej – będzie wpływać na wyłączenie z produkcji bloków elektrowni opalanych paliwami kopalnymi. Ponadto, postęp w dziedzinie technologii elektrowni wiatrowych oraz słonecznych będzie zwiększać ich konkurencyjność na rynku. Już dziś farmy wiatrowe umiejscowione w tzw. „dobrych miejscach wietrznych” są traktowane podobnie jak elektrownie wodne i nie potrzebują subwencji, aby konkurować na hurtowym rynku energii elektrycznej.

Sytuacja na rynku energii elektrycznej w roku 2013

Hurtowy rynek energii elektrycznej w Europie charakteryzują obecnie: nadpodaż energii (oprócz Wielkiej Brytanii), niski popyt, niskie ceny praw do emisji dwutlenku węgla (EUA) i ceny węgla czy gazu oraz

dynamiczny wzrost energii produkowanej z OZE, co wpływa na obniżenie cen energii na rynku hurtowym.

W 2013 r. cena produktu bazowego na 2014 r. (dostawa takiej samej ilości energii przez wszystkie godziny w roku) w Niemczech była niższa o ok. 30%-40% niż ceny spot na tym rynku pięć lat wcześniej. W ciągu 2012 r. ceny na rynku polskim dostawy produktu bazowego na rok 2013 obniżyły się z ok. 220 PLN/MWh do nawet 150 PLN/MWh. Wynika to nie tylko z sytuacji na rynku polskim, ale także z cen w państwach ościennych, a szczególnie w Niemczech i Skandynawii.

Konsumpcja energii w ostatnich latach znacząco się obniżyła. Szczególnie w państwach południa Europy. Spowolnienie gospodarcze wpływa jednak nie tylko na tę część Europy, ale także na rynek brytyjski (ciągle 5% zużycia poniżej roku 2008) czy skandynawski, gdzie szacuje się, że poziomy z 2008 r. mogą zostać osiągnięte około 2020 r.

Długoterminowa perspektywa rozwoju elektroenergetyki. Scenariusze

Obecnie można wskazać, że elektroenergetyka w długiej perspektywie może rozwijać się, bazując na następujących scenariuszach:

- 1) „kontynuacja”;
- 2) „ratowanie klimatu”;
- 3) „wariant pesymistyczny”.

Scenariusz pierwszy zakłada, że w wyniku wzrostu cen paliw kopalnych klienci elektroenergetyki będą poszukiwać możliwości uniezależnienia się od tych paliw poprzez:

- ☞ zmianę dostawcy,
- ☞ preferencje dla rozproszonych i lokalnych źródeł produkcji energii elektrycznej,
- ☞ rozwój i rozbudowę własnych jej źródeł.

Aby utrzymać konkurencyjność, koncerny energetyczne zostaną zmuszone do zasadniczej optymalizacji kosztów zarówno wytwarzania energii, jak i jej sprzedaży. Niezbędne będzie także uelastycznienie i przyspieszenie procesów sprzedaży energii elektrycznej klientom finalnym. Nastąpi także rozwój zielonej energetyki. Stąd koncerny elektroenergetyczne włączają się także w inwestycje w OZE poprzez inwestycje w wielkie elektrownie wiatrowe i słoneczne. Przedsiębiorstwa te powinny także poszukiwać nowych obszarów działalności poprzez zawieranie aliansów z innymi przedsiębiorstwami spoza energetyki w celu wykorzystywania nisz i poprawy swej konkurencyjności.

Scenariusz związany z ratowaniem klimatu zakłada szybki rozwój gospodarczy, który umożliwi społeczeństwu Unii Europejskiej i rządów państw członkowskich podjęcie działań w kierunku przeciwdziałania zmianom klimatu oraz intensywny rozwój OZE. W takim przypadku portfel produkcyjny przedsiębiorstw elektroenergetycznych, obejmujący głównie elektrownie opalane paliwami kopalnymi, będzie musiał zostać zasadniczo przeorientowany w kierunku technik wytwarzania o niskiej emisji dwutlenku węgla. Wymagać to będzie dużych nakładów kapitałowych na nowe inwestycje (CAPEX). Podobną ewolucję będzie przechodzić oferta produktów dla klientów na rynku detalicznym, która będzie rozbudowana o nowe produkty i usługi. Sprawi to, że rynek ten stanie się niezwykle konkurencyjny. Koncerny elektroenergetyczne będą musiały pozyskać nowe kompetencje z różnych dyscyplin, niezwiązanych z ich obecną działalnością operacyjną.

Scenariusz pesymistyczny jest związany z przedłużającym się kryzysem finansowym. Kryzys ten wpłynie ujemnie na aktywność w dziedzinie ochrony środowiska i przełoży się na poszukiwanie jak najtańszych źródeł dostaw energii elektrycznej. W takiej sytuacji nie będzie zasadniczych zmian w technologii wytwarzania energii elektrycznej. Jednak przedsiębiorstwa będą poszukiwać możliwości obniżenia kosztów, aby sprostać oczekiwaniom klientów, także coraz bardziej zainteresowanych zakupem tańszych nośników energii. Koncerny elektroenergetyczne będą także musiały poradzić sobie z koniecznością pozyskania środków na remonty i utrzy-

manie obecnych aktywów produkcyjnych. Inwestycje zostaną ograniczone ze względu na konieczność redukcji kosztów i obniżania cen energii.

1) "Kontynuacja"

Scenariusz ten jest traktowany przez koncerny elektroenergetyczne jako scenariusz bazowy. Jego najważniejsze założenia to:

- ☞ Unia gospodarczo-walutowa przezwycięża obecny kryzys finansowy.
- ☞ Wzrost gospodarczy będzie nierówno rozłożony wśród państw członkowskich.
- ☞ W rezultacie globalnego wzrostu gospodarczego następuje wzrost cen paliw.
- ☞ Koszty paliwa oraz subsydiowania OZE zostają przeniesione na klientów.
- ☞ Unia Europejska zrealizuje do 2020 r. swe cele ekologiczne.
- ☞ Narodowe egoizmy będą ograniczać i spowalniać integrację unijnego rynku energii elektrycznej.
- ☞ Będzie następować stały rozwój mocy zainstalowanych w OZE, co przełoży się na ceny energii na hurtowym rynku energii elektrycznej.

Koncerny elektroenergetyczne będą musiały stawić czoła wzrastającemu dążeniu klientów do obniżenia ich kosztów nośników energii, co bezpośrednio wiąże się z poszukiwaniem najtańszych dostawców energii elektrycznej. Stąd będzie wzrastać zainteresowanie klientów rozwojem i rozbudową własnych źródeł energii. Klienci będą preferować zieloną energię przed konwencjonalną, przewagę zdobędą także rozproszone źródła energii. Powstaje jednak w tym obszarze paradoks: *klienci niechętnie inwestują bezpośrednio w zieloną energetykę, oczekując, że inwestycje te zrealizuje energetyka, a głównym kryterium wyboru dostawcy pozostaje niska cena.* Oczekuje się ponadto, że w przyszłości wybierani będą lokalni dostawcy. Już dziś obserwuje się wycofywanie transnarodowych dostawców z lokalnych rynków i budowanie marek lokalnych⁵. Sytuacja ta powinna także wspierać rozwój zdecentralizowanego wytwarzania.

Tabela 1

Czynniki ryzyka wpływające na realizację scenariusza kontynuacja

Powód	Czynnik	Rezultat
Wzrost cen energii elektrycznej	<ul style="list-style-type: none"> • Wzrost cen paliwa i praw do emisji • Brak stabilności podatków i narzutów na ceny energii • Wzrost subsydiów dla OZE • Wzrost opłat sieciowych (za przesył i dystrybucję) 	<ul style="list-style-type: none"> • Redukcja poboru energii elektrycznej • Silny rozwój rozproszonego wytwarzania
Silny nacisk na politykę klimatyczną	<ul style="list-style-type: none"> • Wzrost liczby katastrof przyrodniczych • Nienormalne warunki pogodowe 	<ul style="list-style-type: none"> • Duży wzrost popytu na ekologiczną energię • Znaczący wzrost zdecentralizowanego wytwarzania opartego na OZE

Źródło: Opracowanie własne.

Jeżeli jednak nastąpi dynamiczny wzrost gospodarczy, to sytuacja ta przełoży się na intensyfikację walki ze zmianami klimatu, dalszy wzrost cen paliw przy redukcji cen energii/produkcji OZE (dzięki postępowi technicznemu) oraz rozwój technik inteligentnych sieci (zrealizowany zostanie zatem scenariusz ratowanie klimatu). Z drugiej strony – jeżeli spowolnienie gospodarcze zwiększy się, nastąpi odwrót od intensyfikacji polityki walki ze zmianami klimatu i od pogłębiania ochrony środowiska. Ograniczony zostanie wzrost cen paliw, zaś Unia Europejska będzie koncentrować się na stabilizacji funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz ograniczania kosztów OZE. Zrealizowany zostanie wtedy scenariusz pesymistyczny.

2) „Ratowanie klimatu”

Najważniejsze założenia tego scenariusza to:

- 1) Szybkie wyjście Unii Europejskiej ze spowolnienia gospodarczego, wzrost gospodarczy stabilizuje się.
- 2) Wzrost cen paliw wynika ze wzrostu popytu i rozwoju gospodarczego.
- 3) Cele środowiskowe Unii Europejskiej zostają osiągnięte do roku 2020, następuje intensyfikacja ochrony środowiska przyrodniczego.
- 4) „Dojrzewanie technologii” OZE wpływa na zasadnicze ograniczenie kosztów inwestycji.
- 5) Następuje rozwój wielkich elektrowni wiatrowych i solarnych.

- 6) Wzrost udziału odnawialnej energetyki wpływa na ograniczenie cen energii na hurtowym rynku energii elektrycznej w Unii Europejskiej.
- 7) Konieczne stają się wielkie inwestycje w sieci przesyłowe.
- 8) Wzrasta potrzeba rozwoju mocy rezerwowych w elektrowniach przy jednoczesnym ograniczeniu pracy elektrowni konwencjonalnych.

W przypadku realizacji tego scenariusza elektroenergetyka bazująca na spalaniu paliw kopalnych będzie musiała przejść transformację w kierunku bardziej „zielonej”, zaś sprzedaż na rynku detalicznym będzie musiała zostać uzupełniona o nowe produkty i usługi odzwierciedlające trendy w społeczeństwie. Nastąpi zatem zasadnicza zmiana technologii wytwarzania energii elektrycznej, która będzie ściśle powiązana z akceptacją społeczeństwa dla wielkich farm wiatrowych i elektrowni słonecznych oraz wzrostem popytu na ich produkcję. Ponadto, w wyniku poprawy efektywności energetycznej może nastąpić także istotny spadek popytu na energię elektryczną i ciepło, przy jednoczesnym wzroście podaży energii elektrycznej z OZE. Spowoduje to ograniczenie produkcji elektrowni opalanych paliwami kopalnymi, a nawet całkowite wyłączenie ich z produkcji w wyniku ograniczenia ich konkurencyjności na rynku hurtowym po doliczeniu kosztów emisji dwutlenku węgla. Wysoka zmienność cen paliw i niepewność co do czasu pracy elektrowni konwencjonalnych oraz zmienność produkcji farm wiatrowych utrudnia już obecnie planowanie inwestycji. Trendy w społeczeństwie będą

Tabela 2

Czynniki ryzyka wpływające na realizację scenariusza *ratowanie klimatu*

Powód	Czynnik	Rezultat
Zbyt wysokie skomplikowanie struktury rynku energii elektrycznej	<ul style="list-style-type: none"> • Brak przejrzystości taryf i ich częste zmiany • Wysokie koszty działalności operacyjnej zdecentralizowanych rozwiązań energetycznych dla klientów 	<ul style="list-style-type: none"> • Klienci preferują nieskomplikowane i proste produkty • Brak wdrażania zaawansowanych rozwiązań technologicznych
Wysoka częstotliwość przerw w pracy urządzeń rozproszonych wytwarzania	<ul style="list-style-type: none"> • Wzrost niestabilności systemu elektroenergetycznego • Przerwy w dostawach energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym • Wysokie skomplikowanie zarządzania systemem zdecentralizowanych dostaw energii z dużym udziałem OZE 	<ul style="list-style-type: none"> • Wzrost zaufania do scentralizowanej elektroenergetyki • Utrata zaufania do zdecentralizowanego wytwarzania bazującego na OZE
Wyciek danych z systemów inteligentnych sieci	<ul style="list-style-type: none"> • Niewłaściwa ochrona danych • Brak kontroli przepływu danych wrażliwych klientów pomiędzy sprzedawcami energii 	<ul style="list-style-type: none"> • Redukcja zaufania do zaawansowanych technologii oferowanych przez elektroenergetykę klientom
Nowe informacje o zmianach klimatu podważają tezę o wpływie przemysłu (CO ₂)	<ul style="list-style-type: none"> • Zanegowanie roli dwutlenku węgla w ocieplaniu klimatu • Badania wskazują na negatywną rolę nowych technik wytwarzania energii elektrycznej (szczególnie OZE) 	<ul style="list-style-type: none"> • Klienci odrzucają nowe, zaawansowane produkty energetyczne • Wybór zrównoważonych i zrozumiałych rozwiązań energetycznych

Źródło: Opracowanie własne.

wspierać tę tendencję, gdyż efektywność energetyczna stanie się kluczowym czynnikiem rozpatrywanym przy zakupach urządzeń elektrycznych i elektronicznych oraz projektowaniu budynków (tzw. *ultra low energy buildings*), co przełoży się na redukcję popytu przy wzrastającej podaży z najtańszych elektrowni (wiatrowych i słonecznych).

Przedsiębiorstwa elektroenergetyczne będą także musiały przeorientować swoje podejście do rynku detalicznego i zmienić swój model biznesowy na nim. Towar, jakim jest energia elektryczna, powinien zostać zastąpiony przez sprzedaż rozwiązań i usług dla klientów. Oczywiście takka sytuacja będzie wymagać zasadniczej poprawy współpracy z klientami i szybszej reakcji na ich potrzeby oraz utrzymania wysokiej konkurencyjności w warunkach zwiększonego nacisku na redukcję kosztów nośników energii ze strony klientów.

W przypadku tego scenariusza należy oczekiwać wysokiego rozwoju zdecentralizowanego wytwarzania, szczególnie w grupie klientów indywidualnych. Jest to rezultatem dynamicznego rozwoju technologii, która pozwala zwiększyć szczególnie efektywność produkcji paneli fotowoltaicznych. Ponadto, istotny będzie wzrost cen oraz ich zmienność i utrzymanie systemów wsparcia OZE, co przyczyni się do skrócenia okresu zwrotu z inwestycji.

Wysoka kompleksowość funkcjonowania rynku energii, który podlega stałym zmianom, kreuje ryzyko

i potencjalne problemy, które mogą zmienić zasadniczo prognozy rozwoju sprzedaży detalicznej.

3) "Wariant pesymistyczny"

W założeniach do tego scenariusza przyjęto:

- 1) Kryzys finansowy będzie trwać znacznie dłużej niż się prognozuje.
- 2) Większość państw członkowskich pogrąży się w recesji, zaś średni wzrost gospodarczy będzie oscylować około zera w długim okresie.
- 3) Przemysł ograniczy popyt na energię elektryczną i przeniesie część produkcji poza UE.
- 4) Unia Europejska nie osiągnie celów środowiskowych do roku 2020, zaś ochrona środowiska przyrodniczego zostanie osłabiona.
- 5) Paliwa kopalne utrzymają swoją atrakcyjność.
- 6) Spowolniony zostanie proces „dojrzwania technologii” OZE, co przełoży się na koszty inwestycji oraz konieczność ich subsydiowania.
- 7) Społeczeństwo będzie oczekiwać niskich cen energii.

Scenariusz pesymistyczny wskazuje na utrzymanie prawie niezmienionej struktury elektroenergetyki opartej na paliwach kopalnych. Główny nacisk położony zostanie na sprzedaż na rynku detalicznym.

Wytwarzanie energii elektrycznej bazujące na paliwach kopalnych będzie się rozwijać dzięki niskim

Tabela 3

Czynniki ryzyka wpływające na realizację scenariusza pesymistycznego

Powód	Czynnik	Rezultat
Nagły, znaczący wzrost cen paliw kopalnych	<ul style="list-style-type: none"> • Wzrost cen ropy naftowej, wpływający na wybory klientów • Wzrost cen węgla i gazu 	<ul style="list-style-type: none"> • Wzrost nacisków politycznych w kierunku niezależności energetycznej • Pogorszenie się perspektyw rozwoju elektrowni opalanych paliwami kopalnymi.
Poprawa sytuacji ekonomicznej	<ul style="list-style-type: none"> • Wzrost PKB powyżej planów • Ograniczenie bezrobocia 	<ul style="list-style-type: none"> • Społeczeństwo poszukuje rozwiązań innych niż tylko wpływających na zaspokojenie podstawowych potrzeb energetycznych • Wzrost popytu na energię z OZE
Pogłębiający się kryzys gospodarczy	<ul style="list-style-type: none"> • Wzrost bezrobocia • Negatywny wpływ kryzysu na sytuację nawet w najmocniejszych ekonomicznie państwach (Niemcy, Szwecja) 	<ul style="list-style-type: none"> • Dalsza redukcja popytu na energię • Bankructwa przemysłu • Drastyczne ograniczenie popytu
Odczuwalne zmiany klimatu	<ul style="list-style-type: none"> • Wzrost liczby katastrof przyrodniczych • Kontynuacja warunków pogodowych znacząco odbiegających od normy 	<ul style="list-style-type: none"> • W społeczeństwie "odbudowuje się" świadomość konieczności ochrony środowiska • Odrzucenie wytwarzania energii na bazie paliw kopalnych • Wzrastająca gotowość ponoszenia kosztów ochrony środowiska przez społeczeństwo • Czyste technologie stają się przemysłem strategicznym

Źródło: Opracowanie własne.

cenom tych paliw i ograniczonemu wpływowi dwutlenku węgla na koszty produkcji. Ten sposób produkcji energii uzyska także akceptację społeczną. Technologia determinująca popyt na energię elektryczną również pozostanie niezmienną. Z drugiej strony, koncerny elektroenergetyczne będą musiały zmierzyć się z ograniczonym dostępem do kapitału, chociaż niezbędne będą inwestycje w nowe moce produkcyjne oraz w utrzymanie i remonty istniejących. Stąd ograniczenie inwestycji infrastrukturalnych oraz postępująca konsolidacja na rynku, także wśród największych przedsiębiorstw elektroenergetycznych.

Dążenie do wykorzystywania synergii i efektu skali stanie się istotne dla elektroenergetyki i obsługi klientów na rynku detalicznym. Optymalizacja kosztów pozwoli osiągnąć przewagę konkurencyjną. Należy wskazać na ograniczony wpływ czynników ze scenariusza pesymistycznego na strukturę sprzedaży na rynku detalicznym. Głównym czynnikiem wyboru dla klienta pozostaje niska cena. Ponadto, klienci odrzucają OZE, preferując scentralizowane wytwarzanie w elektrowniach systemowych, co jest także w zgodzie z wyborem koncernów elektroenergetycznych.

Scenariusz pesymistyczny nie wykazuje żadnej dynamiki rozwojowej, co w długim okresie może być powodem dla niestabilności na rynku energii elektrycznej – niskie ceny energii, niski popyt, zredukowany rozwój gospodarczy, brak rozwoju zdolności produkcyjnych.

W przypadku każdego z powyższych scenariuszy należy przygotować koncerny elektroenergetyczne do zwiększającej się konkurencji na rynku detalicznym oraz niepewności co do struktury wytwarzania i cen energii na rynku hurtowym. Może to nastąpić w drodze optymalizacji kosztów i właściwego zarządzania wydatkami kapitałowymi. Powinno się to przełożyć na zdrowe finanse przedsiębiorstw elektroenergetycznych i stabilizację ich sytuacji finansowej, co znajdzie wyraz w poprawie konkurencyjności na unijnym rynku energii. Istotnym zagadnieniem staje się właściwe zarządzanie procesem inwestycyjnym, który jest związany z ogromnym ryzykiem wyboru niewłaściwej technologii wytwarzania. Ponadto, koncerny te muszą dostosować strukturę zarządzania do nowych warunków funkcjonowania, umożliwiającą szybkie reagowanie na zmieniające się warunki na hurtowym rynku energii elektrycznej.

Obszary ekspansji elektroenergetyki w celu poprawy wyników działalności podstawowej

Do obszarów, gdzie koncerny elektroenergetyczne poszukiwać mogą możliwości poprawy swych wyników ekonomicznych, zaliczyć należy:

☞ *trading* – intensyfikacja spekulacji, arbitrażu i generowania wartości dodanej dzięki *portfolio management* dla produkcji i sprzedaży detalicznej, wejściu na nowe rynki, oferowaniu nowych produktów, handlu na rynkach finansowych, sprzedaży standar-

dowych produktów do klientów przemysłowych oraz usługom domów maklerskich (dostęp do rynku dla klientów spoza grupy kapitałowej koncernu czy oferowanie im usługi *portfolio management*);

- ☞ zarządzanie wirtualnymi elektrowniami – konsolidacja, a później sterowanie i optymalizacja produkcji grup rozproszonych niewielkich elektrowni, OZE i elastycznych elektrowni konwencjonalnych. Optymalizacja następuje w ślad za zmianami na rynku energii elektrycznej (głównie rynki *spot* i *intraday*) oraz na rynku bilansującym;
- ☞ usługi w zakresie zarządzania portfelem OZE oraz rozproszonych jednostek wytwórczych;
- ☞ zielona energetyka – silny nacisk na produkty/wyroby bazujące na produkcji z OZE, w tym także samochody elektryczne ładowane energią z tych źródeł;
- ☞ energia elektryczna i ciepło wytwarzane z OZE;
- ☞ usługi na rzecz niewielkich OZE;
- ☞ wykorzystanie energii elektrycznej w transporcie, szczególnie OZE;
- ☞ uelastycznienie pracy aktywów produkcyjnych – wzrost elastyczności aktywów zapewni im dłuższą pracę (więcej godzin produkcyjnych) w momencie zwiększania podaży z OZE oraz rozwoju rynku mocy;
- ☞ długoterminowe umowy z wielkimi klientami przemysłowymi – jednak umowy poza horyzont notowań na rynku terminowym kreują znaczące ryzyko rynkowe;
- ☞ optymalizacja popytu klientów – usługi doradcze w zakresie optymalizacji wykorzystania energii elektrycznej, w celu obniżenia kosztów;
- ☞ nowe modele cenotwórstwa dla klientów biznesowych i gospodarstw domowych – szczególnie dla prosumentów;
- ☞ zarządzanie stroną popytową energochłonnych zakładów przemysłowych;
- ☞ usługi w zakresie zarządzania popytem gospodarstw domowych i automatyzacją pracy urządzeń elektrycznych;
- ☞ współpraca w zakresie gospodarki energetycznej z samorządami, a szczególnie wielkimi miastami.

Ograniczeniem rozwoju *tradingu* stają się problemy techniczne. Komisja Europejska promuje rozwój konkurencji na hurtowym rynku energii elektrycznej w skali unijnej dzięki integracji rynków narodowych. Jednak z powodu ograniczeń technicznych oraz polityki poszczególnych rządów w zakresie bezpieczeństwa energetycznego, które nie postrzegają rynku energii jako wspólnej sprawy, występuje brak koordynacji rozwoju rynku unijnego i ograniczenia efektywności na tym rynku. Kolejną niepewność kreują nowe regulacje Komisji Europejskiej – m.in. MiFID II.

Koncentracja na procesie inwestycyjnym oraz pozyskanie właściwych kompetencji staje się kluczowym zagadnieniem. Szybkie zmiany na rynku oraz w otoczeniu elektroenergetyki zwiększają i tak wysokie już ryzyko nietrafionych projektów, a wręcz wysokich strat

z inwestycji (przykładem jest zakup koncernu Nuon przez Vattenfalla i późniejsze odpisy kilku miliardów euro z tytułu utraty wartości aktywów produkcyjnych). Zaś długoterminowość inwestycji w elektroenergetyce sprawia, że koncern taki może utknąć w nierentownej inwestycji na wiele lat, próbując odzyskać jakiegokolwiek zainwestowane środki finansowe.

Istotne staje się także wypracowanie konkurencyjności kosztowej, co pozwoli na realizację decyzji o wejściu w powyżej przedstawione obszary oraz na pozyskanie niezbędnych kompetencji, gdyż ich brak stanie się w przyszłości poważnym problemem dla możliwości generowania zysków.

Dla scenariusza *kontynuacja* najważniejszym obszarem przyszłej ekspansji jest uelastycznienie pracy aktywów produkcyjnych. Podobnie dla *ratowania klimatu*, chociaż w tym scenariuszu występuje także wysoki potencjał rozwoju dla produktów powiązanych z zielonymi rynkami (OZE). Dla scenariusza *pesymistycznego* potencjalne nowe obszary mają niewielki potencjał dla elektroenergetyki. Należy się raczej koncentrować na utrzymaniu bieżącego potencjału produkcyjnego i rynku detalicznego, optymalizując koszty i wydatki inwestycyjne (CAPEX) oraz koszty działalności operacyjnej (OPEX).

Uelastycznienie pracy aktywów produkcyjnych jest istotne nie tylko ze względu na szanse powstające w związku z potrzebą wsparcia systemu elektroenergetycznego, który będzie musiał zrównoważyć niestabilność produkcji elektrowni wiatrowych, ale także stać się zabezpieczeniem przed ryzykiem niskich cen (a wręcz ujemnych cen). Ceny takie będą musiały być akceptowane przez elektrownie na hurtowym rynku energii elektrycznej, jeżeli elektrownie nie będą posiadały odpowiedniej elastyczności aktywów produkcyjnych, dzięki której nie będą musiały także ponosić wysokich kosztów uruchomień i zatrzymań bloków energetycznych/produkcyjnych (ograniczenia techniczne). Oznacza to konieczność poniesienia inwestycji oraz w rezultacie obniżenie minimalnej mocy produkcyjnej bloków, zwiększenia szybkości zmian wielkości produkcji, a także wzrost udziału turbin gazowych w strukturze produkcji. Niepewność dotyczy możliwości uelastycznienia obecnie pracujących bloków energetycznych/produkcyjnych oraz wysokości inwestycji z tym związanych.

Odpowiedź koncernów elektroenergetycznych na powstałe wyzwania

Konsekwencją niskich cen EUA jest ograniczenie przychodów elektrowni atomowych i wodnych (redukcja tzw. *windfall profit*) oraz wzrost zyskowności elektrowni opalanych węglem, a szczególnie węglem brunatnych o wysokiej efektywności. Elektrownie gazowe natomiast odnotowują zasadnicze problemy z generowaniem pozytywnej marży, gdyż redukcji uległy ceny godzin szczytowych (elektrownie te w godzinach szczy-

towych zazwyczaj pokrywały wzrastający popyt), co jest wynikiem wzrostu podaży energii z elektrowni słonecznych. Przewidywany jest dalszy wzrost podaży z OZE dzięki wcześniej już wspomnianemu potaniu technologii w nich stosowanych i utrzymaniu systemów wsparcia.

Konieczność wyłączenia reaktorów atomowych wpłynęła negatywnie na wyniki koncernów elektroenergetycznych. Przykładowo, E.ON, Vattenfall i RWE dokonały dezinwestycji części aktywów, sprzedając je, aby uratować poziom *ratingu* kredytowego. GDF Suez, Iberdrola i Enel zawiązały rezerwy na straty wynikające z zaprzestania produkcji w elektrowniach atomowych⁶. Koncerny te dokonują także reorientacji swych strategii biznesowych, koncentrując się na swych kompetencjach związanych z działalnością podstawową, poszukując strategii pozwalających im uodpornić swe wyniki ekonomiczne na obecne i przyszłe zmiany w ich otoczeniu:

- ☞ Vattenfall koncentruje się na wytwarzaniu w elektrowniach atomowych i OZE, sprzedając aktywa przesyłowe w Niemczech, produkcyjne i sprzedażowe w różnych państwach Europy czy wydobywcie gazu w holenderskiej spółce Nuon;
- ☞ GDF Suez sprzedał aktywa dystrybucyjne we Włoszech, Francji i Belgii, koncentrując swą działalność geograficznie jedynie na wybranych rynkach;
- ☞ Iberdrola łączy powyższe strategie centralizując swój portfel wytwórczy energii odnawialnej i sprzedając aktywa na rynkach, które w nim się nie znalazły, np. w Polsce;
- ☞ RWE sprzedał swoje aktywa infrastrukturalne i udziały mniejszościowe w lokalnych przedsiębiorstwach energetycznych.

Główne koncerny poszukują możliwości budowy aktywów wytwórczych poza Europą, na rynkach, gdzie istnieje zapotrzebowanie na nowe elektrownie i nie obowiązują tak rygorystyczne normy środowiskowe, jak w Europie.

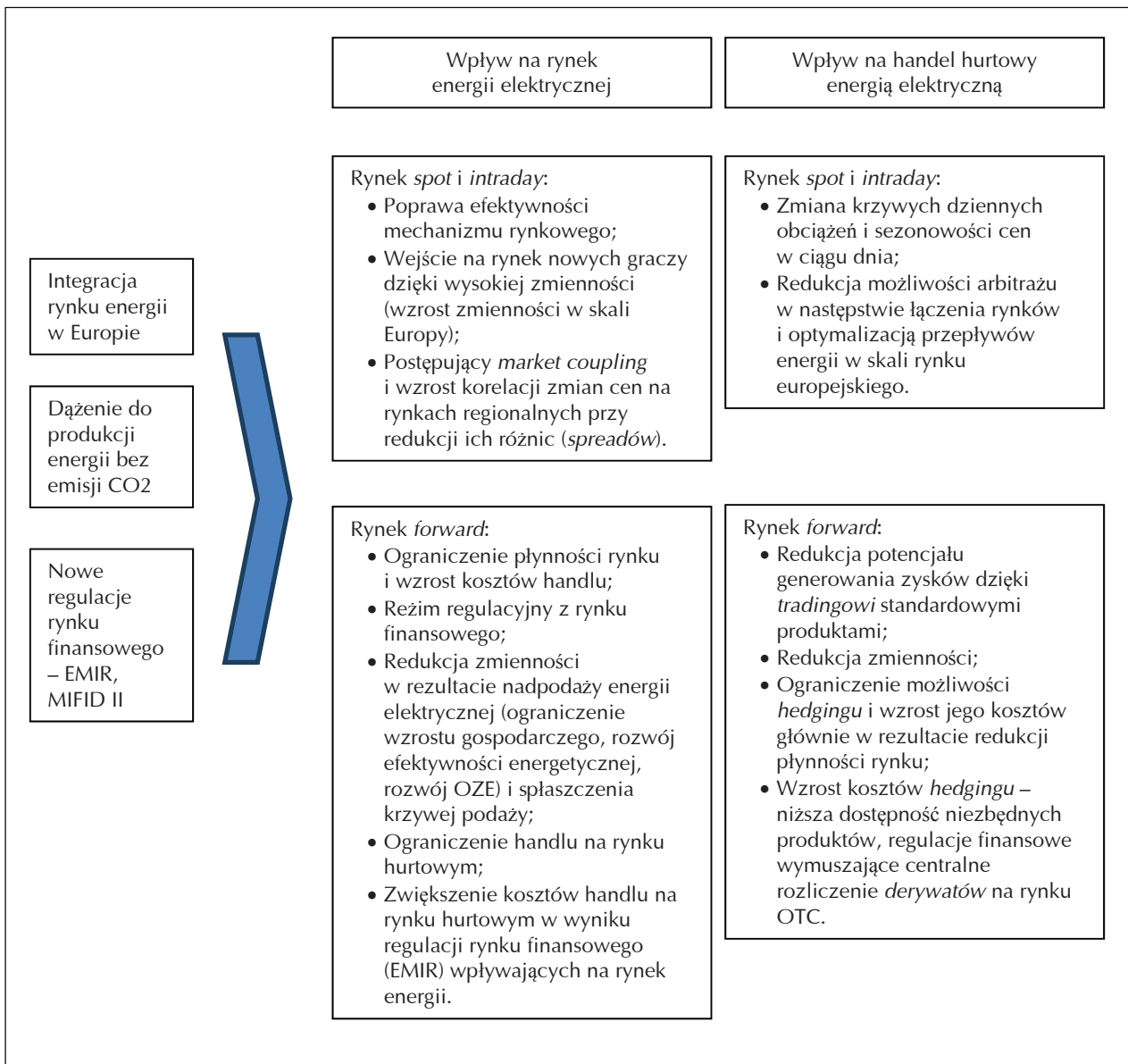
W celu pozostania konkurencyjnymi na rynku energii w Europie koncerny elektroenergetyczne muszą w obszarze wytwarzania doprowadzić do:

- ☞ wysokiej efektywności aktywów produkcyjnych;
- ☞ utrzymywania wysokiego poziomu jakości planowania, optymalizacji wydatków kapitałowych (CAPEX) w obszarze utrzymania ruchu posiadanych elektrowni i inwestycji w nowe oraz stale analizować możliwości wyłączenia już pracujących elektrowni;
- ☞ zarządzania wpływem ryzyka politycznego i regulacyjnego na wyniki pracy posiadanych aktywów;
- ☞ rozwoju portfela odnawialnych źródeł energii.

Nadpodaż i postępująca integracja rynków (znana na hurtowym rynku energii elektrycznej jako wspomniany wcześniej *market coupling*) powodują ograniczenie zmienności cen na rynku spot w kontynentalnej części Europy. Jednocześnie duże wolumeny produkcji w elektrowniach wiatrowych i słonecznych wywołują niezbilansowanie podaży i popytu w ciągu dnia. W rezultacie wzrasta handel na rynku *intraday* oraz zapotrzebowanie

Rysunek 1

Trendy na rynku energii, wpływające na handel energią w Europie



Źródło: opracowanie własne.

na usługi zarządzania siecią przesyłową. Przewiduje się zatem dalszy wzrost handlu na rynku *intraday*. Sytuacja nadpodaży na rynku europejskim może ulec zmianie po 2020 r. po wyłączeniu niemieckich elektrowni atomowych, co może wpłynąć na wzrost zmienności na rynku i wykreowanie szans dla *tradingu* na poprawę zyskowości działalności spekulacyjnej i *hedgingowej* (zabezpieczenia ryzyka produktami na rynku terminowym). Problemem staje się także ograniczenie możliwości *hedgingu*. Rozwiązaniem może być zmiana standardu *hedgingu* dzięki zmianie kierunków generowania zysków (mniejsze znaczenie wytwarzania i sprzedaży) oraz dostosowanie popytu klientów i cenotwórstwa do zmien-

ności sytuacji na rynku *spot* (np. ceny indeksowane czy rozliczane do cen *spot*).

Następuje także zmiana warunków funkcjonowania sprzedaży detalicznej. Klienci są zainteresowani w coraz większym stopniu informacjami o konsumpcji energii, stają się jej producentami (prosumenci⁷), zwiększają swą efektywność energetyczną i optymalizują pobór energii. W ten sposób zostają określone nowe kierunki zysków, które mogą zostać podwojone do 2020 r. Należy do nich zaliczyć m.in.:

- ☞ generację rozproszoną – usługi w zakresie instalacji, remontów i zarządzania portfelem wytwórczym dla właścicieli paneli słonecznych i mikrokogeneracji;

- ☞ rozproszone magazynowanie energii elektrycznej – zarządzanie, instalacja i remonty baterii akumulatorów na poziomie sieci dystrybucyjnych;
- ☞ prace na sieci dystrybucyjnej oraz zarządzanie punktami ładowania akumulatorów samochodów elektrycznych;
- ☞ usługi na rzecz klientów w zakresie efektywności energetycznej;
- ☞ optymalizację przepływów energii elektrycznej – stabilizacja pracy sieci, zarządzanie wąskimi gardłami, wykorzystywanie szans na arbitraż.

Koncerny elektroenergetyczne muszą odnieść się do tych wyzwań i określić strategię ich wykorzystania, traktując je jako szansę. W tym celu należy zwiększyć inwestycje w rozwój produktów i niezbędne kompetencje oraz dostosować procesy obsługi klientów do nowych wyzwań. Powinny one koncentrować się na tworzeniu wartości dodanej dla społeczeństwa i klientów, by skutecznie zabezpieczyć się przed utratą klientów, którzy na rynku będą poszukiwać ofert o najniższym koszcie globalnym. Stąd konieczność ciągłej adaptacji ofert do specyficznych potrzeb klientów i reorientacji podejścia z *dostawcy towaru* w kierunku *zaufanego partnera w obszarze energii*.

Zmieniający się rynek energii elektrycznej i zmiana paradygmatu funkcjonowania koncernów elektroenergetycznych tworzy także szansę dla rozwoju usług zarządzania aktywami innych przedsiębiorstw – szczególnie w sferze wytwarzania. Pozwoli to wykorzystać posiadane kompetencje do uzyskiwania nowych strumieni przychodów. Ryzykiem dla tego obszaru działania przedsiębiorstw jest *market coupling* i ograniczanie możliwości osiągnięcia dodatkowych zysków w wyniku arbitrażu pomiędzy różnymi rynkami.

Obecnie można już obserwować zasadnicze zmiany cenotwórstwa na rynku energii elektrycznej w poszczególnych fazach jego rozwoju:

- ☞ przed deregulacją i liberalizacją: cena sprzedaży była ustalana administracyjnie i miała pokryć koszty inwestycji i działalności przedsiębiorstw;
- ☞ po liberalizacji rynku: cena sprzedaży ustalana była na rynku (tu wysoka ważność *hedgingu* cen sprzedaży na rynku hurtowym i detalicznym oraz zakupu na potrzeby klientów), a przedsiębiorstwo właściwie zarządzając wydatkami inwestycyjnymi (CAPEX) oraz operacyjnymi (OPEX) mogło osiągnąć zyski;
- ☞ obecnie i w niedalekiej przyszłości: cena sprzedaży w dalszym ciągu jest ustalana na rynku, chociaż istotność tego komponentu dla globalnej marży maleje, gdyż rosnącego znaczenia nabierają przychody uzyskiwane dzięki subsydiom i opłatom mającym zapewnić dostępność mocy produkcyjnych. Jednakże w takiej sytuacji coraz istotniejsze staje się także dążenie do doskonałości operacyjnej (OPEX) i maksymalizowania efektywności wydatkowania kapitału (CAPEX).

Należy zakładać, że na samym hurtowym rynku energii cena i jej zmienność w średnim okresie będzie miała niższy udział w generowaniu zysków w koncernach elektroenergetycznych niż:

- ☞ opłaty uzyskiwane na rynku mocy za zapewnienie niezakłóconego działania systemu elektroenergetycznego (zapobieganie zakłóceniom wywołanym przez elektrownie wiatrowe), co jest szansą na powrót zyskowności dla elektrowni gazowych, oraz
- ☞ subsydia dla odnawialnych źródeł energii.

Ponadto, po deregulacji inwestycje w wielkie projekty, jak np. elektrownie systemowe są postrzegane jako zbyt ryzykowne dla inwestorów, którzy koncentrują się na mniejszych inwestycjach, zapewniających lepszą relację zysków do ryzyka. Stąd też tak wielka dynamika inwestycji w OZE obecnie oraz jej przyszłe projekcje. Poprawa konkurencyjności kosztowej technologii OZE i energetyki rozproszonej wspiera dynamikę ich rozwoju. Także ograniczenie barier wejścia do produkcji w elektroenergetyce będzie impulsem do rozwoju konkurencji w sektorze wytwarzania energii elektrycznej (do tej pory zorganizowanym jako oligopol)⁸.

Podsumowując rozważania w zakresie odpowiedzi koncernów na powstające wyzwania, należy wskazać w pierwszym rzędzie na konieczność wypracowania strategicznego podejścia do zarządzania niepewnością powstającą w przyszłości:

- ☞ Zmiany na rynku energii w Europie sprawią, że trendy dotychczasowe już się nie powtórzą.
- ☞ Planowanie strategiczne i operacyjne powinno rozpatrywać pojawienie się zdarzeń rzadkich i ekstremalnych (określanych jako „czarne łabędzie” – np.: awaria elektrowni atomowej, rozległa awaria sieci), mających drastyczny wpływ na wyniki ekonomiczne koncernu elektroenergetycznego.
- ☞ Koncerny elektroenergetyczne powinny uczyć się od innych sektorów, które odnotowują podobny poziom zmian warunków działalności: banków, telekomunikacji, mediów.
- ☞ Konieczne jest zwiększenie adaptacyjności struktury funkcjonowania przedsiębiorstw na rynku energii.
- ☞ Niezbędne jest rozpoczęcie zarządzania relacją zysków do ryzyka i w jego rezultacie osiągnięcie oczekiwanego poziomu tej relacji.
- ☞ Kompleksowość rynku będzie wzrastać dzięki pogłębionej integracji sieci przesyłowej i redukcji wąskich gardel oraz wzrostowi wymogów bezpieczeństwa dla elektrowni atomowych.

Europejska elektroenergetyka obecnie podlega dogłębnej zmianie w rezultacie malejącego zapotrzebowania, wzrostu kosztów oraz powstających nowych możliwości. Spowoduje to powstanie skomplikowanej struktury rynku, którą charakteryzować będzie wzrastająca zmienność, fragmentaryczność w średnim okresie (wywołana też różnym podejściem do wsparcia OZE w państwach członkowskich), co zwiększy koszty klientów. Przełoży się to również na wzrost zmienności cen i ograniczenie zyskowności inwestycji w elektrownie

konwencjonalne w wyniku wzrastającej podaży z OZE, które charakteryzują się niskim lub zerowym kosztem zmiennym produkcji.

Podsumowując, należy stwierdzić, że otoczenie funkcjonowania elektroenergetyki staje się coraz bardziej ryzykowne, co znajduje potwierdzenie w *ratingach* nadawanych przez agencje ratingowe, które obniżyły ocenę elektrowni opalanych paliwami kopalnymi w następstwie wzrostu podaży OZE. Także klienci zaczynają produkować energię elektryczną (prosumenci) na własne potrzeby, oddając jej nadwyżki do sieci. Przykładem jest IKEA, która rozwija portfel czystej energii w celu zasilania swych sklepów tanią i ekologiczną energią⁹.

Potencjalne scenariusze ewolucji hurtowego rynku energii elektrycznej

Można założyć pięć scenariuszy potencjalnego rozwoju hurtowego rynku energii elektrycznej:

- 1) *scentralizowana ewolucja* – utrzymany *status quo* dla koncernów z lat 2000-2008 (przed kryzysem finansowym), rynek hurtowy jest centralnym punktem odniesienia dla handlu i inwestycji;
- 2) *regulowana decentralizacja* – silne regulacje oraz wysoki poziom subsydiów wpływają na szybką decentralizację, wysoki udział klientów w zaspokajaniu swych potrzeb energetycznych, lokalna perspektywa rozwoju aktywów w elektroenergetyce, rynek hurtowy jest punktem odniesienia dla handlu na rynku *spot*, jednak nie dla inwestycji;
- 3) *scentralizowana rewolucja* – rynek hurtowy jest punktem odniesienia dla handlu na rynku *spot*, jednak nie dla inwestycji, rozwój elektroenergetyki zostaje zaplanowany administracyjnie;
- 4) *zdecentralizowana ewolucja* – centralnym miejscem dla handlu i kreowania sygnałów dla zawierania transakcji i inwestycji jest rynek hurtowy, będący punktem odniesienia dla rozwoju elektroenergetyki;
- 5) „czarny łabędź” – eliminacja rynku hurtowego, transakcje zawierane bilateralnie.

W scenariuszach pierwszym i czwartym mechanizm rynku hurtowego jest podstawowym czynnikiem określenia efektywności inwestycji. Wzmocnienie EU ETS przyczynia się do dalszej redukcji emisji CO₂. Kontynuowana jest integracja unijnego rynku co wspiera rozwój rynku hurtowego jako punktu odniesienia dla optymalizacji pracy aktywów produkcyjnych i posiadanych zasobów. W ostatnim scenariuszu rynek hurtowy zostaje zdefragmentaryzowany w stopniu umożliwiającym lokalną optymalizację pracy aktywów. Transakcje zawierane zostają jedynie bilateralnie, zazwyczaj o dużym wolumenie z klientami przemysłowymi i dostawcami do wielu małych klientów. Duże wolumeny handlu mogą uniemożliwić niewielkim jego uczestnikom utrzymanie się na rynku. Scenariusze pierwszy i trzeci zakładają wzrost mocy elektrowni słonecznych i mikrokogeneracji

na poziomie, który nie wpływa na funkcjonowanie rynku hurtowego. Zaś w scenariuszach drugim i czwartym elektrownie słoneczne i inne niekonwencjonalne metody produkcji energii elektrycznej stają się konkurencyjnymi z punktu widzenia klienta na rynku detalicznym. Nowe podmioty wchodzi na rynek energii elektrycznej, co zwiększa konkurencję na rynku detalicznym i płynność na rynku hurtowym (scenariusz czwarty).

Analizując rozwój rynku hurtowego w Europie należy wskazać, że rynek skandynawski obecnie reprezentuje poziom scenariusza pierwszego, a jego rozwój wskazuje na ewolucję w kierunku scenariusza trzeciego, czyli na wzrost regulacji tego rynku w obszarze cenotwórstwa. Rynek niemiecki rozwija się zgodnie z założeniami scenariusza drugiego (dotyczy to głównie tzw. *Energiewende*), reforma rynku energii w Wielkiej Brytanii i sytuacja na tym rynku odpowiadają scenariuszowi trzeciemu, zaś punktem startu dla rynku holenderskiego był scenariusz pierwszy, a obecnie nie jest pewne w kierunku, którego scenariusza następuje jego rozwój (drugiego czy trzeciego).

Uwagi końcowe

Długoterminowy rozwój rynku energii elektrycznej kreuje wiele nowych wyzwań dla przedsiębiorstw elektroenergetycznych. Pionowo zintegrowana struktura tych przedsiębiorstw pozwala im korzystać z różnych synergii, powstających między ogniwami tworzenia wartości dodanej na rynku energii elektrycznej. Jednocześnie koncerny te będą dążyć do optymalizacji kosztów, aby utrzymać marżę na sprzedaży i pozostać konkurencyjnymi w sytuacji rosnącej konkurencji na rynku detalicznym. Klienci finalni będą coraz bardziej dążyć do wykorzystywania nowych produktów do zapewnienia sobie nie tylko niskich cen, ale i komfortu życia czy prowadzenia biznesu. Z drugiej strony, istnieje wysoka niepewność co do przyszłego kształtu podsektora produkcji energii elektrycznej, gdyż nie do końca wiadomo, jaki wpływ na jego przyszłość będzie miała unijna polityka klimatyczna. Już dziś niektóre prognozy wskazują na drastyczne obniżenie ceny energii elektrycznej na europejskim hurtowym rynku energii elektrycznej i zapewnienia rentowności elektrowniom jedynie dzięki powstaniu rynku mocy. Podobnie wysoka niepewność dotyczy przyszłej struktury rynku hurtowego oraz jego płynności.

Bez wątplenia kombinacja czynników ryzyka związanych z kryzysem gospodarczym oraz rozwojem produkcji OZE sprawiają, że na europejskim rynku energii (zarówno energii elektrycznej, jak i gazu) została zachwiana równowaga. Sprawilo to, że nieaktualne stały się dotychczasowe strategie koncernów elektroenergetycznych, które wręcz zostały narażone na straty w wyniku przyjęcia błędnych założeń strategicznych, szczególnie w sferze wytwarzania¹⁰. Efektem tego jest zamykanie elektrowni gazowych w Europie, gdzie 60% elektrowni tego typu ma poważne problemy z pokryciem kosztów

stałych i osiągnięciem zysku. Przed hurtowym rynkiem energii elektrycznej w Europie stoi zatem wiele wyzwań. Należą do nich: przekształcenie instytucjonalne funkcjonowania tego rynku, kryzys finansowy i jego wpływ na gospodarkę realną, znajdujący wyraz w znacznym spadku popytu, czy decyzja władz niemieckich o wyłączeniu elektrowni atomowych oraz szybki rozwój energetyki odnawialnej. Wszystko to sprawia, że istotnie wzrasta ryzyko finansowe funkcjonowania przedsiębiorstw elektroenergetycznych na zliberalizowanym rynku energii elektrycznej, który podlega nie tylko procesom przekształcenia w stronę rynku finansowego, ale i niepożądanemu oddziaływaniu ryzyka politycznego i regulacyjnego. Najważniejszymi nośnikami ryzyka będą w długiej perspektywie: nowe regulacje rynku energii elektrycznej, niepewność odnośnie dynamiki wzrostu gospodarczego, sytuacja na rynku emisji dwutlenku węgla, wzrost świadomości klientów w zakresie zmiany dostawcy, zarządzanie popytem oraz nowe technologie wpływające na zapotrzebowanie na energię elektryczną.

Już dziś powyższe czynniki sprawiają, że spowolnione zostały inwestycje w konwencjonalnych elektrowniach, gdyż planowany zwrot z nich jest niesatysfakcjonujący dla inwestorów, a także rozwoju odnawialnych źródeł energii. Marże dziś pracujących elektrowni opalanych węglem lub gazem są zagrożone¹¹.

* Dr Dariusz Michalski, Akademia Techniczno-Humanistyczna w Bielsku-Białej. E-mail: michalskidariusz@o2.pl

¹ Sposób generowania zysków i wykorzystania w tym celu posiadanych zasobów.

² EUA stają się jednym z głównych czynników ryzyka dla elektroenergetyki. Powodem jest projekt Komisji Europejskiej tzw. *backloading*, czyli wycofanie czasowe 900 mln. EUA, który jednak nie zyskał aprobaty Parlamentu Europejskiego. Autorzy w niniejszym podpunkcie zdecydowali się zatem przedstawić szerszy kontekst funkcjonowania przedsiębiorstw elektroenergetycznych niż jedynie rynek hurtowy.

³ Marża produkcji elektrowni węglowych i opalanych gazem po uwzględnieniu kosztów emisji dwutlenku węgla.

⁴ W lutym 2013 r. w Niemczech moc zainstalowana w elektrowniach słonecznych (ogniwa fotowoltaiczne) wyniosła 32,88 GW, co można porównać z ok. 30 reaktorami atomowymi. W niektórych słonecznych dniach w maju 2012 r. podaż z tych elektrowni wyniosła nawet 22 GW, co pokrywało prawie połowę popytu, ograniczając zasadniczo produkcję elektrowni opalanych paliwami kopalnymi. W latach 2011-2012 około 11% energii elektrycznej w Wielkiej Brytanii było wytwarzane z OZE, w tym samym czasie w Niemczech już prawie 25%. Por.: *European power utilities under pressure?*, Clingendael International Energy Programme, marzec 2013.

⁵ Kreuje to szansę dla samorządowych dostawców energii.

⁶ W 2012 r. GDF Suez 2 mld. euro, Enel 2,58 mld. euro.

⁷ Na przykład w Niemczech klienci płacili w 2012 r. ok 260 euro/MWh, z czego ok. 45% stanowiły podatki i inne obciążenia. W przypadku inwestycji w panele fotowoltaiczne (elektrownia słoneczna) koszt jest porównywalny bez odliczenia subsydiów, co sprawia, że choć rozproszone wytwarzanie energii na małą skalę jest droższe niż w elektrowniach systemowych, to dla klienta końcowego, który staje się prosumentem jest to rozwiązanie porównywalne kosztowo. Jest to powodem rozwoju tego typu produkcji – początkowo głównie na własne potrzeby (nadwyżki są oddawane do sieci dystrybucyjnej).

⁸ Przy ograniczonym wzroście popytu i rozwoju OZE oraz energetyki rozproszonej można oczekiwać ograniczania produkcji w elektrowniach opalanych paliwami kopalnymi (wręcz ujemna dynamika wzrostu z tego źródła).

⁹ Także, aby zapewnić sobie przewidywalność cen. Podobnie GlaxoSmithKline inwestuje w elektrownie wiatrowe, które będą zasilać niektóre zakłady produkcyjne.

¹⁰ Na przykład raport Capgemini podaje, że w krajach o wysokim udziale odnawialnych źródeł energii przeciętny stopień wykorzystania elektrowni gazowych znacząco spadł: w Hiszpanii do 11% w pierwszej połowie 2013 r., a w Niemczech do niecałych 21% w roku 2012. Raport wskazuje, że niepokoi fakt, że Międzynarodowa Agencja Energetyczna uważa, iż opłacalność elektrowni gazowych wymaga co najmniej 57% proc. stopnia wykorzystania. Więcej: *European Energy Market Observatory*, Capgemini 2013.

¹¹ Szansą dla nich jest obniżka cen gazu i węgla.

JEDNOLITY RYNEK EUROPEJSKI

OZNACZANIE POCHODZENIA PRODUKTÓW ETYKIETĄ „MADE IN” – CZY BĘDZIE OBOWIĄZKOWE W UE?

Stefan Kaszczak*

W Unii Europejskiej nie istnieją obecnie akty prawne ani jednolite praktyki regulujące problematykę oznaczania produktów przemysłowych etykietą „made in”

(„wyprodukowano w”), czyli kraju pochodzenia. Wyjątkiem jest kilka produktów rolnych, w tym importowanych. Wprawdzie w dyrektywie w sprawie harmonizacji kontroli nieuczciwych praktyk handlowych na rynku wewnętrznym¹ zajęto się oznaczeniami pochodzenia wprowadzającymi w błąd, często fałszywymi, ale nie zdefiniowano określenia „wyprodukowano w” ani nie przewidziano jakiegokolwiek kontroli w tym zakresie. W niektórych państwach członkowskich producenci mogą dobrowolnie używać oznaczeń pochodzenia produktów, przy czym zasady te różnią się między sobą.