

Środa 30 września 2026



RAPORT

Polska Energia 2026

Bezpieczeństwo

Transformacja

Konkurencyjność

Partnerzy główni



Partnerzy



KOMENTARZ

Budowa nowej architektury przyspiesza



Paweł Czuryło

Przez długie lata polska energetyka kojarzyła się przede wszystkim z dymiącymi kominami elektrowni węglowych. Wydawało się, że transformacja gospodarcza, owszem, dotyczy przemysłu, usług, finansów, ale sektora energetycznego raczej nie obejmie. Takie podejście należy dziś na szczęście już do przeszłości.

Dziś to energetyka stała się jednym z najbardziej dynamicznych obszarów zmian w polskiej gospodarce, a to, co dzieje się w zakresie sieci, nowych instalacji, w elektrowniach i ciepłowniach, przekłada się na całą gospodarkę i konkurencyjność firm.

Szczególne znaczenia – i to nie tylko w gospodarce – nabierają dziś hasła: bezpieczeństwo energetyczne, niezależność i konkurencyjność. To wokół nich buduje się nowa architektura polskiej energetyki. Powstaje nowy mikś energetyczny – z rosnącym udziałem odnawialnych źródeł energii, w tym lądową energetyką wiatrową i wiatrakami na Bałtyku, a w perspektywie także z energetyką jądrową. Droga do atomu jest co prawda długa, ale szczęśliwie już na niej jesteśmy. Także tu przekonujemy się, jak bardzo przydatne są pieniądze z UE. Mamy w tym zestawieniu także gaz, ale również węgiel, który zwłaszcza w tak trudnych geopolitycznie czasach stanowi ważne uzupełnienie miksu (choć jego rola stopniowo będzie się zmniejszać).

Przez wiele lat duże obawy budził stan sieci elektroenergetycznych, ale i w tym przypadku można już mówić o trwającej rewolucji. Inwestycje w sieci, także te inteligentne, elastyczność systemu i nowoczesne zarządzanie infrastrukturą to dziś jedne z najpilniejszych zadań – bez inwestycji w tym obszarze nie da się podłączyć nowych źródeł odnawialnych ani elektryfikować kolejnych sektorów gospodarki, w tym transportu. Także ciepłownictwo przechodzi własną, kosztowną i skomplikowaną transformację. Coraz większą rolę odgrywać ma też magazynowanie energii.

Wyzwań i pytań oczywiście nie brakuje. Politycy w czasach rynkowych zawirowań na rynkach surowcowych wybierają mrożenie cen energii, by doraźnie chronić konsumentów, co komplikuje rachunek ekonomiczny, ale może zostać dobrze odebrane przez wyborców. Odporność systemu elektroenergetycznego jest testowana nie tylko przez pogodę i awarie, ale i przez nowe, niedoceniane wcześniej ryzyka. Nikt jeszcze kilka lat temu nie myślał, że cyberbezpieczeństwo stanie się kluczowym tematem debat o infrastrukturze krytycznej – dziś to jeden z priorytetów, bo elektrownia, sieć czy ciepłownia są równie mocno narażone na atak w cyberprzestrzeni, co na awarię techniczną. Z drugiej strony nowe technologie, w tym sztuczna inteligencja wykorzystywana choćby do predykcji awarii, zmieniają sposób zarządzania systemem energetycznym i tworzą zupełnie nowe zawody – dziś sektor potrzebuje wysokiej klasy specjalistów, których jeszcze niedawno nikt by na taką skalę nie szukał.

Do tego dochodzi kluczowy czynnik – geopolityka. Ceny surowców, ryzyko interwencji, pytanie o dostępność ropy – to wszystko sprawia, że posiadanie własnych zasobów, także „czarne-go złota”, w kryzysowych czasach znów zyskuje na znaczeniu. Ale – i to jest chyba najważniejszy wniosek płynący z naszego raportu – od transformacji nie ma odwrotu. Geopolityczne turbulencje mogą spowalniać tempo zmian, jednak nie odwracają ich kierunku.

Transformacja energetyczna to dziś nie tylko kwestia elektrowni i sieci przesyłowych. To transformacja całej gospodarki i firm, które muszą zmienić swój model biznesowy, uwzględniając bieżące ceny energii, nowe regulacje i oczekiwania klientów oraz inwestorów. Widać też wyraźnie, że sektor finansowy z uwagą śledzi ten proces i czeka na konkretne projekty do sfinansowania – bo transformacja to także ogromne pieniądze, a bez odpowiedniego finansowania nawet najlepsze plany pozostaną jedynie założeniami na papierze. Do tego dochodzi pytanie, na ile na realizowanych inwestycjach skorzystają polskie firmy i specjaliści, czy staną się realnym beneficjentem zmian, czy jedynie ich biernym obserwatorem.

Po drodze pojawiają się oczywiście liczne pytania i wątpliwości – choćby o przyszłą cenę prądu z morskich farm wiatrowych na Bałtyku. Ale fakt, że po latach dyskusji Polska rzeczywiście będzie miała własne źródło energii na morzu, jest sam w sobie dowodem, że transformacja nie jest już abstrakcyjnym hasłem, tylko realnym procesem, który dzieje się na naszych oczach.

Wnioski z tego, co pokazujemy w raporcie, są jasne: nowa architektura energetyczna Polski powstaje szybciej, niż jeszcze niedawno się wydawało, a jej kształt zadecyduje o konkurencyjności naszej gospodarki na najbliższe dekady.

—Autor jest szefem Pionu Ekonomia „Rzeczpospolitej”

SPIS TREŚCI

- Q5

Miłosz Motyka, minister energii: Polskę czeka energetyczny boom

Celem największych w historii inwestycji jest zwiększenie bezpieczeństwa, rozwój OZE i atomu oraz obniżenie cen energii
- Q6

Geopolityka wpływa na strategię polskich grup

Zabezpieczenie dostaw surowców oraz kolejne procesy inwestycyjne związane z transformacją działalności to kluczowe wyzwania największych grup energetycznych – wskazują ich prezesi
- Q7

Energia dla firm to już nie tylko rachunek

Decyzja o zakupie energii zawsze powinna zależeć od specyfiki działania konkretnego przedsiębiorstwa
- Q8

Świat czeka ciężka zima

Zapełnienie magazynów z gazem, zwłaszcza w krajach europejskich, jest dzisiaj znacząco niższe niż rok temu
- Q9

Transformacja i ceny energii

Przedsiębiorstwa mogą zabezpieczać koszty dzięki długoterminowym strategiom, kontraktom PPA oraz precyzyjnej analizie własnego profilu zużycia
- Q10

Banki szykują miliardy na zieloną transformację

Polska transformacja energetyczna to dla banków jeden z największych nowych rynków
- Q11

Będziemy aktywnie uczestniczyć w transformacji energetyki

Rozwój OZE, magazynów energii i sieci wymaga ogromnego kapitału
- Q12

Bez tańszej energii polski biznes nie podola konkurencji

W najbliższych latach utrwać się będzie zależność kondycji polskiej gospodarki od cen energii
- Q13

Bankowe finansowanie jest zależne od parametrów projektu

Największym ograniczeniem nie jest sam dostęp do kapitału, ale zdolność przygotowania projektów, które spełniają wymagania finansowe i inwestycyjne
- Q14

Modernizacja polskiej energetyki w cieniu kryzysów

Prezentujemy największe energetyczne bolączki w tym roku
- Q15

Trzy niewiadome i jedna zmienna

Polska energetyka i przemysł wchodzą w dekadę rekordowych nakładów. O wynikach nie przesądzi trafność prognozy cen energii, lecz to, co przedsiębiorstwo jest w stanie rzeczywiście kontrolować
- Q16

Rozwój sieci to odpowiedzialne myślenie o przyszłości

Infrastruktura przesyłowa i dystrybucyjna to jeden z kluczowych czynników decydujących o sukcesie transformacji polskiej energetyki
- Q17

PGE już dziś inwestuje w energetykę przyszłości

Firma realizuje plan inwestycyjny na dużą skalę, który opiera się na stopniowym przechodzeniu na odnawialne źródła energii
- Q18

Cisi bohaterowie transformacji. Operatorzy przyspieszają

Wyzwań jest coraz więcej, łącznie z tymi, które pozwolą na uniknięcie blackoutu
- Q19

Magazyny energii muszą odpowiadać na potrzeby sieci

Same magazyny nie rozwiążą jednak problemu nadwyżek energii z OZE
- Q20

Ciepłownie zaczynają zarabiać

Pierwsze efekty transformacji polskiego ciepła już widać
- Q21

Technologia wpływa na efektywność ciepłownictwa

Sprawność elektryczna ma większe znaczenie, niż uwzględnia to wiele przetargów
- Q22

Elektryfikacja – czas start!

Według analityków to kluczowy filar kolejnej fazy globalnej transformacji energetycznej
- Q23

Rozruszać rynek sprzedaży prądu

Najwięksi sprzedawcy energii zaprezentowali w ostatnich miesiącach nowe oferty, które kuszą niskimi cenami prądu
- Q24

Nowy wymiar ryzyka. Energetyka na cyfrowym froncie

Bezpieczeństwo cyfrowe sektora energii to dziś element bezpieczeństwa państwa, ale i budowania odporności w obliczu trwającej wojny hybrydowej
- Q25

Czy wiemy, co podłączamy do sieci energetycznej?

Polska musi wygrać wyścig o bezpieczeństwo i elastyczność całego systemu
- Q27

Kluczowe kwestie dla biznesu

Należy dążyć do systemu elektroenergetycznego opartego na OZE i technologiach cyfrowych, obniżających koszty sieciowe i bilansowania
- Q28

Co ujrzymy na nowej energetycznej mapie Polski?

Miliardowe inwestycje są w toku lub wkrótce się rozpoczną. W ciągu najbliższej dekady będziemy świadkami historycznej zmiany w elektroenergetyce
- Q29

Wiatr z morza buduje fundamenty dla długofalowego rozwoju Polski

PGE Baltica rozwija portfolio projektów morskich farm wiatrowych, wykorzystując skalę inwestycji do wzmacniania udziału polskich firm w łańcuchu dostaw dla sektora offshore wind
- Q31

Inwestorzy zmieniają podejście do OZE

Nie chodzi już wyłącznie o budowanie nowych mocy wytwórczych, ale przede wszystkim o zdolność projektu do generowania wartości w wymagających warunkach rynkowych

POLSKA ENERGIA 2026



GOSPODARKA

Transformacja doprowadzi do spadku cen prądu, ale nie od razu

Nawet blisko trzy biliony złotych będzie kosztować transformacja energetyczna w Polsce w horyzoncie 2040 r. Skutkiem tych zmian mają być niższe ceny energii i większa niezależność surowcowa.

BARTŁOMIEJ SAWICKI

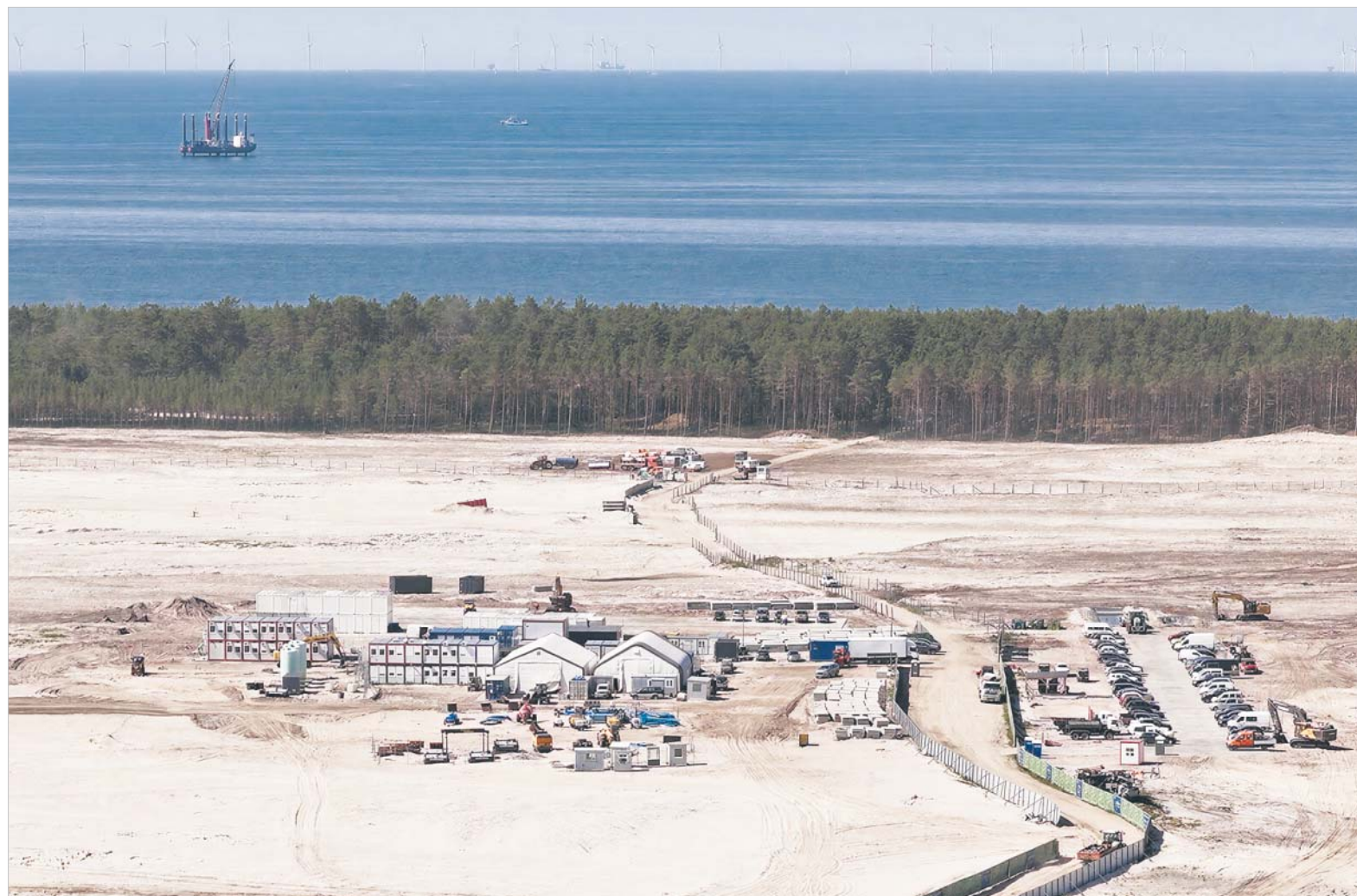
Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu (KPEiK), a więc tzw. mała strategia energetyczna, został przyjęty przez Radę Ministrów w czerwcu tego roku. To obecnie jedyny aktualny dokument strategiczny, który został przyjęty przez rząd i który wytycza kierunki rozwoju polskiej energetyki. Dokument opracowało Ministerstwo Energii. Do końca roku może pojawić się tzw. duża strategia energetyczna, póki co jednak cele transformacji energetycznej wskazuje wyłącznie KPEiK.

Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu określa kierunki transformacji energetycznej Polski na najbliższe dekady. Zakłada dominujący udział OZE, który ma być najpierw bilansowany węglem, dalej gazem, a finalnie wspierany energetyką jądrową.

Scenariusze transformacji

Dokument mówi o elektryfikacji gospodarki, wzroście udziału OZE, rozwoju energetyki jądrowej oraz modernizacji sieci przesyłowych i dystrybucyjnych w perspektywie do 2040 r. Opiera się na dwóch scenariuszach analitycznych. Pierwszy to tzw. scenariusz zachowawczy WEM (ang. With Existing Measures), bazujący na istniejących już politykach i środkach. Jego wyniki stanowią podstawę do określenia zrównoważonych i realnych celów dla Polski w ujęciu: technicznym, organizacyjnym i ekonomicznym. Najprawdopodobniej zawiera on większy udział węgla w miksie energetycznym w 2040 r. Druga wersja planu zakłada przyspieszoną ścieżkę transformacji. WAM (ang. With Additional Measures) przewiduje wdrożenie dodatkowych działań i realizację w większym stopniu celów klimatyczno-energetycznych UE, w tym założeń pakietu Fit for 55. Pokazuje on skalę wyzwań związanych z transformacją, uwzględniając jednocześnie specyfikę i możliwości polskiej gospodarki.

Łączne nakłady inwestycyjne w latach 2026–2040 wynio-



Istotnym elementem transformacji energetycznej w Polsce ma być rozwój energetyki jądrowej. Na zdjęciu plac budowy elektrowni atomowej w gminie Choczewo

są od ok. 2,7 bln zł w scenariuszu WEM do ok. 3,5 bln zł w scenariuszu WAM. Najwięcej pieniędzy ma trafić na cele modernizacyjne w obszarze m.in. transportu, przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej oraz na samą produkcję (nowe moce, modernizacja sieci i atom).

Koszty produkcji energii elektrycznej mają spaść o 8 proc. do końca bieżącej dekady 2030 r. i o kolejne 10 proc. do 2040 r., w wyniku czego konsumenci będą płacić niższe rachunki za prąd. Minimalna redukcja kosztów do 2040 r. ma wynieść 30 proc. (WEM), maksymalna – nawet 55 proc. (WAM), choć w ciągu najbliż-

szych pięciu lat obniżek może być jeszcze nie odczuć.

Wzrost mocy w OZE i atomie

Zgodnie z prognozami KPEiK do 2030 r. moc zainstalowana w krajowym systemie elektroenergetycznym wzrośnie do ponad 90 GW, a do 2040 r. podwoi się względem 2025 r. Wdrażanie planu prowadzić będzie do sukcesywnego zmniejszania uzależnienia od importu surowców energetycznych, a tym samym do spadku wydatków na zakup kupowanych poza Polską paliw. Do 2040 r. saldo importu-

wo-eksportowe nośników energii obniży się o ok. 11 proc. według scenariusza WEM (z ponad 45 Mtoe w 2020 r. do ok. 41 Mtoe w 2040 r.) oraz o ok. 27 proc. według scenariusza WAM (tj. do ok. 33 Mtoe w 2040 r.). Zgodnie z KPEiK system energetyczny zmierzać będzie ku zwiększeniu mocy zainstalowanej z ponad 78,6 GW (dane na czerwiec 2026 r.) do ok. 128–156 GW w 2040 r.

Prognozuje się, że do 2040 r. moce OZE wzrosnąć mogą do poziomu ok. 84–92 GW (zatem więcej niż obecnie cały KSE). Odpowiadać będą za prawie 60 proc. całkowitych mocy zainstalowanych w systemie. Istotne znaczenie będą

miały elektrownie wiatrowe, których łączna moc może sięgnąć nawet 47 GW (WAM), z dalszym potencjałem do wzrostu. Udział OZE w produkcji energii elektrycznej wzrośnie do ok. 52–53 proc. w 2030 r. oraz do ok. 66–69 proc. w 2040 r. (WEM–WAM).

W zależności od przyjętego scenariusza udział OZE w strukturze produkcji energii wzrośnie do 51,6–53,2 proc. w 2030 r. oraz do 65,6–68,9 proc. w 2040 r. Kluczową rolę w tym procesie odegrają: energetyka wiatrowa na lądzie i morzu, fotowoltaika oraz wykorzystanie gazów odnawialnych. W bilansowaniu systemu i zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw istotną rolę będzie odgrywał gaz ziemny, który w kolejnych latach będzie zastępowany przez gazy zdekarbonizowane i odnawialne. W ciepłownictwie i chłodnictwie udział OZE może wynieść w 2030 r. 31,6–36,5 proc., a w 2040 r. ok. 43,5–56,7 proc. (WEM–WAM).

Istotnym elementem transformacji ma być rozwój energetyki jądrowej. Przy założonym poziomie local contentu rzędu 40 proc. przy pierwszym reaktorze (45 proc. przy drugim i 50 proc. przy trzecim) oraz nakładach inwestycyjnych sięgających 223 mld zł krajowa gospodarka i rodzime przedsiębiorstwa mogą uzyskać dodatkowo ok. 100 mld zł. Energetyka jądrowa będzie rozwijana jako stabilne i zero-emisyjne źródło energii wspierające bezpieczeństwo dostaw energii w kolejnych dekadach. Uruchomienie w drugiej połowie lat 30. pierwszych bloków elektrowni jądrowej oraz małych reaktorów modułowych (SMR) zapewni ok. 40 TWh

energii wytwarzanej w podstawowym systemie. W przyszłym roku mamy poznać partnera dla drugiej elektrowni jądrowej, z którym rząd będzie prowadzić dalsze rozmowy. Wybór lokalizacji nastąpi po wyborze partnera.

Zanim do tego dojdzie, minie jeszcze sporo czasu. Polskie Elektrownie Jądrowe przekazały już co prawda teren przyszłej inwestycji firmie Bechtel, która wraz z Westinghouse ma zbudować pierwszą elektrownię w Choczewie, ale aby mogły rozpocząć się właściwe prace budowlane (co planowane jest na 2028 r.), potrzebna jest finalna umowa na budowę bloków jądrowych i zgoda Państwowej Agencji Atomistyki. Umowa, jak przekonują osoby zaangażowane w projekt, ma zostać podpisana do końca roku. Zgodnie z planem pierwszy prąd miałby popłynąć do systemu w 2036 r. Zadanie ambitne, ale decydenci zapewniają, że harmonogram jest wykonalny. Doświadczenia przy realizacji takich projektów na świecie wskazują jednak, że normą są opóźnienia w realizacji inwestycji oraz przekroczenia budżetów.

Więcej energii z wiatru

Zgodnie z ambitnym scenariuszem do 2030 r. w wietrze na lądzie zainstalowane ma być 16,5 GW, a w 2040 r. blisko 28,8 GW. Aby jednak realizacja planów się powiodła, konieczne jest wprowadzenie przepisów liberalizujących rozwój energetyki wiatrowej na lądzie.

OPINIA

DR SŁAWOMIR HINC

prezes zarządu Gaz-Systemu



MATE PRAS

Nigdy wcześniej energetyka nie była tak silnie powiązana z sytuacją geopolityczną jak dziś. Wydarzenia na światowych rynkach pokazują, że stabilne dostawy energii stały się jednym z fundamentów bezpieczeństwa państw. Dotyczy to również sektora gazowego, którego rola w transformacji energetycznej pozostaje kluczowa. Polska w ostatnich latach udowodniła, że przeobrażenia nie muszą zagrażać bezpieczeństwu. Kryzys w Zatoce Perskiej i najsroższa od wielu lat zima nie zakłóciły stabilnej pracy systemu przesyłowego. Dzięki konsekwentnie realizowanej i długofalowej polityce dywersyfikacji dostaw gazu nasz kraj skutecznie uniknął ryzyk związanych z ograniczeniem dostępności tego surowca. Równolegle dokonuje się transformacja energetyki. Dynamicznie rośnie moc OZE, trwa budowa pierwszej elektrowni jądrowej,

a z systemu znikają kolejne jednostki węglowe. Szczególną rolę w tej przemianie oraz bilansowaniu systemu elektroenergetycznego odgrywa gaz ziemny. W najbliższych latach jego znaczenie będzie większe, ponieważ – jako paliwo dostępne, stabilne i elastyczne – umożliwi efektywną reakcję na zmienność produkcji energii ze słońca i wiatru. Transformacji energetycznej nie należy postrzegać wyłącznie jako wyzwania wynikającego z globalnych trendów. To także szansa na budowę przewag gospodarczych. Nasza spółka dostosowuje system przesyłowy do integracji gazów odnawialnych i zdekarbonizowanych, przypisując szczególne znaczenie rozwojowi rynku biometanu. Polska należy do grona państw o największym potencjale produkcji biometanu w Unii Europejskiej, co stwarza szansę na objęcie pozycji jednego z liderów tego segmentu. Biometan wzmacnia bezpieczeństwo energetyczne, wspiera dekarbonizację gospodarki i pozwala wykorzystać istniejącą infrastrukturę gazową. To przykład transformacji prowadzonej w sposób ewolucyjny i odpowiedzialny, która nie „wywraca stolika”, lecz dokłada kolejne elementy sprawiające, że jest on jeszcze mocniejszy i bardziej stabilny. ■

GOSPODARKA

ciąg dalszy z ► Q3

Spółki energetyczne mówią o tym wprost. PGE informuje, że rządowy dokument w ambitnym scenariuszu zakłada jej znaczące zwiększenie – o 60 proc. do 2030 r. i aż o 180 proc. do 2040 r. – Jednocześnie należy podkreślić, że realizacja tak ambitnych celów wiąże się z szeregiem wyzwań, w tym m.in. długotrwałymi procedurami środowiskowo-lokalizacyjnymi – zaznacza Polska Grupa Energetyczna. Orlen z kolei wyraża nadzieję, że podjęte zostaną działania zwiększające potencjał energetyki wiatrowej na lądzie. Powołuje się tu na ostatnie zapowiedzi zmian dotyczących lokalizacji nowych instalacji oraz wykorzystania terenów dotąd niedostępnych dla inwestycji. Tauron ocenia, że potencjalne problemy z realizacją tych planów mogą wynikać przede wszystkim z barier infrastrukturalnych, takich jak dostępność mocy przyłączeniowych czy przepustowość sieci, a nie z zapisów samego planu rządowego.

Dlatego też o tempie rozwoju energetyki wiatrowej na lądzie zdecydują przede wszystkim warunki realizacji inwestycji oraz przewidywalność regulacyjna, sprawność procesów administracyjnych, dostępność mocy przyłączeniowych i zdolność systemu do integracji nowych źródeł energii.

Plany rozbudowy energetyki gazowej do weryfikacji

Energetyka gazowa powoli przejmie rolę węgla w stabilizacji systemu energetycznego. Duża liczba chętnych do inwestowania w moce gazowe przekłada się jednak na ceny turbin gazowych. Kolejnym argumentem skłaniającym do zastanowienia się nad tempem inwestycji w gazówkę jest trwający kryzys energetyczny i drożące paliwo z importu. W scenariuszu referencyjnym KPEiK (WEM) najwyższa prognozowana moc osiągalna netto elektrowni i elektrociepłowni gazowych wynosi 10,4 GW w 2030 r., w przypadku scenariusza aktywnej transformacji (WAM) wartości te są wyższe i wynoszą dla lat 2030–2040 od 11,6 GW do 14,1 GW.

Jak wskazuje Enea, około 11 GW mocy zostało już zakontraktowanych w ramach rynku

mocy w dużych źródłach gazowych dla roku 2030 i później. To poziom porównywalny z wartościami wskazanymi w scenariuszu WEM. – W scenariuszu WAM moc planowana w źródłach gazowych jest wyższa, ale KPEiK nie przesądza o konieczności zwiększenia planów inwestycyjnych w nowe moce gazowe. Stwarza taką opcję, podobnie jak w strategii Grupy Enea scenariusz aspiracyjny dla bloków gazowych w Elektrowni Połaniec – tłumaczy „Rz” Enea.

Gazowe plany zweryfikuje być może PGE, zwłaszcza po tym, jak nie udało się nabyć od ZE PAK-u projektu bloku gazowego Adamów. Spółka prowadzi obecnie szczegółowe analizy, które uwzględnią zarówno uwarunkowania rynkowe, regulacyjne, jak i kwestie bezpieczeństwa systemu. Ich wyniki pozwolą określić, czy i w jakim zakresie uzasadnione będą ewentualne korekty planów inwestycyjnych. W październiku poznamy aktualizację strategii PGE także i w tym obszarze.

Orlen z kolei przypomina, że dysponuje już nowoczesnymi aktywami gazowymi, w tym blokami CCGT w Płocku, Włocławku, warszawskim Żeraniu oraz Stalowej Woli (50 proc. własności). Na zaawansowanym etapie prac budowlanych są dwa kolejne bloki – CCGT Ostrołęka (768 MW) i CCGT Grudziądz I (573 MW). W ten ostatniej lokalizacji doszło jednak do usterek w czasie rozruchu. Jak poważna to sprawa i czy może wpłynąć na harmonogram prac – tego jeszcze nie wiadomo. Spółka jest w trakcie oceny problemu.

Tauron zamierza wykorzystać gaz w procesie dekarbonizacji ciepłownictwa oraz jako element portfela źródeł elastycznych. Grupa jest w trakcie realizacji projektu budowy dwuturbinowej jednostki gazowej OCGT Jaworzno o łącznej mocy około 630 MW. Michał Orłowski, wiceprezes zarządu ds. zarządzania majątkiem i rozwoju w Tauron Polska Energia, przedstawił podczas konferencji prasowej plan działań w tym obszarze na najbliższy czas.

Węgiel jeszcze potrzebny

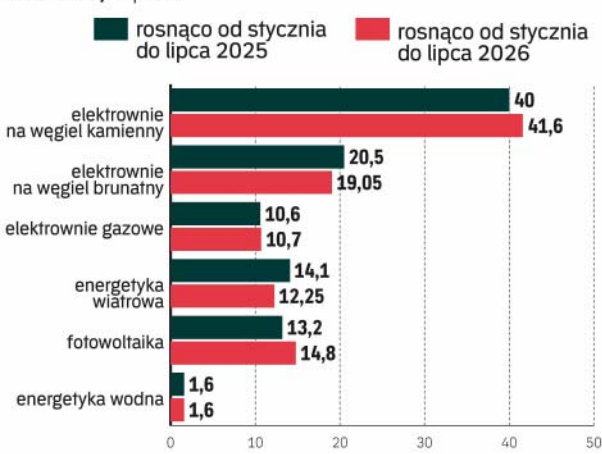
KPEiK przewiduje coraz mocniejszy spadek produkcji energii elektrycznej z węgla kamiennego i brunatnego

w elektrowniach i elektrociepłowniach jeszcze w tej dekadzie. Dokument zakłada, że produkcja energii elektrycznej w jednostkach na węgiel kamienny obniży się z poziomu 64,2 TWh w 2025 r. do 39,7 TWh w 2030 r. i do 12,3 TWh w 2040 r. Enea wskazuje, że nie jest to zaskoczeniem, biorąc pod uwagę czas wykorzystania mocy źródeł węglowych. – Jednostki te są wypierane z krzywej „merit order” (kolejność wejścia do systemu) przez źródła OZE i gazowe. Zmiana warunków rynkowych i spadająca rentowność pracy tych źródeł zwiększają presję na wcześniejsze wyłączanie najmniej efektywnych bloków. Przy braku systemów wygradzania za moc po zakończeniu okresu derogacji rynku mocy (2028), naturalną konsekwencją utraty ekonomiki pracy tego typu źródeł będą wyłączenia – tłumaczy firma. Takie założenie zostało przyjęte w strategii dla części bloków w Elektrowni Kozienice.

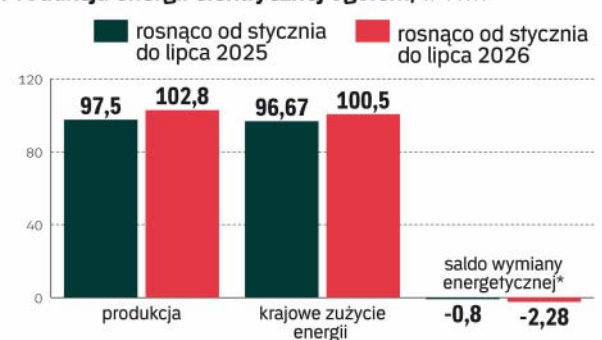
PGE w kontekście wygaszenia swoich aktywów węglowych wskazuje, że ostateczny przebieg procesu będzie zależny od potrzeb bezpieczeństwa pracy KSE, decyzji regulacyjnych i systemowych, dostępności mocy zastępczych, uwarunkowań rynkowych, decyzji właścicielskich oraz możliwości ograniczania skutków społecznych i gospodarczych dla regionu. Póki co jednak ostatnie bloki węglowe Elektrowni Dolna Odra w Nowym Czarnowie zakończyły produkcję energii z końcem sierpnia tego roku, zamykając ponad 50-letnią historię tej części zakładu. Zastąpiły je dwa bloki elektrowni gazowej.

Inaczej wygląda sytuacja elektrowni węglowej w Rybniku. Tu zdecydowano o wydłużeniu pracy poszczególnych jednostek względem wcześniejszych ustaleń. Blok numer 5 zakończy pracę w drugiej połowie tego roku, blok numer 8 – w 2027 r., a bloki nr 6 i 7 będą pracować jeszcze w pierwszej połowie 2028 r. – Przyjęty harmonogram odzwierciedla obecne uwarunkowania rynkowe i systemowe. PGE GIEK będzie go na bieżąco weryfikować, a nadrzędnym kryterium każdej decyzji pozostanie bezpieczeństwo dostaw energii i ciepła – zapowiada spółka. Rozstrzygnięcie w tej sprawie zapadło po konsultacjach z Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi, które czuwają nad zapewnieniem stabilnej mocy do pro-

Produkcja energii elektrycznej w Polsce w podziale na źródła, w proc.



Produkcja energii elektrycznej ogółem, w TWh



* Saldo wymiany zagranicznej na minusie oznacza, że Polska była eksportem energii elektrycznej. Więcej wyeksportowała niż importowała w omawianym okresie

dukcji energii elektrycznej w kolejnych latach, a z tą do czasu oddania floty elektrowni gazowej będzie krucho.

Podczas wrześniowej konferencji Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej w Brukseli Grzegorz Onichimowski, prezes Polskich Siecii Elektroenergetycznych, przestrzegł, że „nie można już pozwolić sobie na utratę kolejnych megawatów, czy będą z węgla, czy z czegokolwiek innego”. – Musimy je mieć, by uniknąć blackoutu. (...) ETS zjada własny ogon. Elektryfikacja jest drogą do dekarbonizacji, a nie odwrotnie – podkreślił. Z tego też względu także Tauron podtrzymuje odstawienie nierentownych bloków węglowych do 2030 r. (wyjątkiem pozostaje nowoczesny blok 910 MW w Jaworznie).

Niemniej to właśnie PSE prognozuje w swojej strategii, że w kolejnych latach zdecydowana większość popytu na energię elektryczną w kraju pokrywana będzie przez OZE. Dlatego w nadchodzącej dekadzie PSE będzie musiało przygotować system do działania przez większość czasu bez konieczności włączania konwen-

cjonalnych źródeł energii – bloków gazowych i węglowych, które pozostaną rezerwą. – Nie oznacza to, że nie będą one potrzebne. Elektrownie węglowe i gazowe nadal będą wykorzystywane do bilansowania KSE (Krajowego Systemu Elektroenergetycznego – red.), ale nie będzie od nich uzależniona stabilność pracy sieci – czytamy w strategii PSE.

Geopolityka budzi niepewność

Polska, podpisując kilka lat temu umowę społeczną, postawiła sobie za cel ostateczne pożegnanie się z węglem w 2049 r. Z kolei Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu zakłada, że udział produkcji energii elektrycznej z węgla już w 2040 r. ma wynieść od 0 do 5 proc. To według fundacji Instraat stawia pod znakiem zapytania harmonogram umowy społecznej. Rzeczywistość na bieżąco koryguje jednak założenia, każdy dzień przynosi kolejne znaki zapytania, a świat trzęsie się w posadach.

Wszystcy podtrzymują dalsze ograniczanie spalania węgla, tyle że sytuacja zmienia się, przynajmniej w krótkim terminie, pod wpływem wielkiej polityki i bieżących konfliktów. Międzynarodowa Agencja Energetyczna (IEA) podwyższyła prognozy dla światowego rynku węgla na 2026 r. Zakłada, że globalny popyt wzrośnie o 1,2 proc., do 8,94 mld ton. Przyczyną jest głównie konflikt na Bliskim Wschodzie przekładający się na cenę gazu.

Ograniczenie przepływów LNG przez cieśninę Ormuz podbiło ceny bieżącego paliwa, zwiększając opłacalność produkcji z węgla. W efekcie rośnie wykorzystanie bloków węglowych m.in. w Japonii, Korei Południowej, w Chinach i Europie. To powoduje wzrost popytu na węgiel i, co za tym idzie, jego cen. Również w Polsce widoczne jest zwiększone zapotrzebowanie. – Geopolityka ponownie unaoczniała, że bezpieczeństwo energetyczne musi uwzględniać komponent węglowy. Bieżący rok pokazuje, że komponent ten ma szansę być większy, niż się spodziewaliśmy. Zwiększamy

wydobycie w spółkach węglowych, wiedząc, jakie jest zapotrzebowanie energetyki na węgiel jako element stabilizujący – mówił podczas niedawnej konferencji Future Mining Forum w Katowicach minister aktywów państwowych Wojciech Balczun.

Będzie taniej?

Podczas konferencji Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej Marcin Laskowski, wiceprezes Polskiej Grupy Energetycznej, zwrócił uwagę, że opłaty związane z ETS odpowiadają średnio za około 11 proc. ceny energii elektrycznej dla przemysłu w UE, podczas gdy w Polsce udział ten może sięgać 50 proc. – Jeden ETS, jeden cel klimatyczny, a jednak różne konsekwencje, ponieważ państwa członkowskie rozpoczęły transformację z różnych punktów wyjścia – mówił. Wojciech Wrochna, wiceminister energii, pełnomocnik rządu ds. strategicznej infrastruktury energetycznej, podkreślał z kolei, że wysokie ceny energii, w tym koszty związane z ETS, są jedną z głównych barier dla dalszej transformacji energetycznej. – W Polsce koszty ETS odpowiadają za ok. 40 proc. ceny energii dla odbiorców końcowych – informował.

Dlatego też strategia energetyczna ma docelowo prowadzić do obniżki cen energii poprzez uniezależnienie jej od kosztów emisji CO₂. KPEiK zakłada, że niższy jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej spadnie w 2030 r. o 8 proc., a w 2040 r. – o 18 proc.

Czy jednak tak się stanie? Spółki wskazują na wiele zmiennych. Co do zasady jednak KPEiK w dłuższym horyzoncie czasu ma sprzyjać stabilizacji i obniżeniu cen energii. – Choć trzeba pamiętać, że transformacja aktywów jest kapitałochłonna, a realizacja inwestycji wymaga określonych zwrotów dla inwestorów. Stąd różnego rodzaju mechanizmy wynagradzania: rynek mocy, kontrakty różnicowe, premie kogeneracyjne. Wszystkie te elementy są obecne w rachunku za prąd w opłatach dodatkowych, obok energii elektrycznej – wskazuje Enea.

Zdaniem Tauronu transformacja energetyczna, oparta w głównej mierze na rozwoju odnawialnych źródeł energii oraz ograniczeniu wykorzystania paliw kopalnych, doprowadzi do obniżenia cen energii w średnim i długim okresie. – Prognozy wskazują na możliwość spadku cen energii dla gospodarstw domowych i przemysłu nawet o kilkanaście procent w horyzoncie do 2035 r. oraz dalsze obniżki w kolejnych latach – prognozuje firma. Tauron podkreśla, że zwiększenie udziału OZE w KPEiK do ponad 50 proc. nie będzie możliwe bez inwestycji w dystrybucję, a na to potrzebne są setki miliardów nakładów, m.in. z taryf dystrybucyjnych.

Orlen uważa, że rozwój OZE, magazynów energii, nowoczesnych źródeł gazowych oraz infrastruktury sieciowej powinien sprzyjać ograniczeniu kosztów wytwarzania energii i zwiększaniu stabilności dostaw. Z podobnego założenia wychodzi PGE, zdaniem firmy zmiana miksu energetycznego w kierunku niskoemisyjnym oraz rozwój sieci i magazynów powinny wpłynąć na obniżenie cen energii. /©©

masz pytanie, wyślij e-mail do autora

bartłomiej.sawicki@rp.pl

OPINIA

MAREK WOSZCZYK

prezes zarządu Polskich Elektrowni Jądrowych



MAT PRAS.

Jeszcze do niedawna debata o transformacji energetycznej w ogóle, w tym Polski w szczególności, ogniskowała się głównie wokół kwestii klimatycznych. Choć nadal ochrona klimatu pozostaje w agendzie, to widać, że coraz większe znaczenie mają wątki dotyczące bezpieczeństwa energetycznego, niezależności energetycznej kraju oraz konkurencyjności gospodarki. Jeśli jako państwo, w sensie instytucji, i jako społeczeństwo, w sensie wspólnoty, chcemy osiągnąć wszystkie te cele jednocześnie, transformacja musi być prowadzona w sposób przede wszystkim pragmatyczny. Oznacza to rozwój systemu energetycznego, który ogranicza emisję, zapewnia stabilne dostawy energii, przewidywalne i konkurencyjne ceny oraz warunki sprzyjające rozwojowi gospodarczemu.

Z perspektywy PEJ rok 2027 będzie kolejnym ważnym etapem przygotowań do budowy pierwszej polskiej elektrowni jądrowej. Na terenie inwestycji będziemy kontynuować prace przygotowawcze oraz rozpoczniemy wstępne roboty budowlane. Do wojewody pomorskiego złożymy wniosek o pozwolenie na budowę, co otworzy drogę do wylania betonu pod pierwszy z trzech bloków jądrowych. Równolegle coraz wyraźniej postępować będzie realizacja infrastruktury towarzyszącej (drogi samochodowe, kolejowe). W latach 30. wejdziemy w okres największej intensywności prac. W szczytowym momencie na placu budowy pracować może nawet ponad 10 tys. osób, co dobrze pokazuje skalę tego przedsięwzięcia. Projekt jądrowy realizujemy zgodnie z przyjętym harmonogramem i zamierzamy utrzymać to tempo, aby w drugiej połowie kolejnej dekady przekazywać do eksploatacji kolejne bloki pomorskiej „atomówki”. Pod koniec lat 30. elektrownia będzie mogła produkować energię wystarczającą do zasilania nawet 12 mln gospodarstw domowych.

Program jądrowy to jednak nie tylko projekt energetyczny, lecz także silny impuls rozwojowy dla gospodarki. Szacunki Polskiego Instytutu Ekonomicznego wskazują, że jego realizacja może przyczynić się do wzrostu całego polskiego PKB o ponad 1 proc. Dzięki zamówieniom dla krajowych przedsiębiorstw, rozwojowi specjalistycznych kompetencji oraz tworzeniu nowych miejsc pracy inwestycje jądrowe wzmocnią konkurencyjność naszej gospodarki. Początek tego efektu widać już dziś. Sama tylko spółka PEJ zawarła dotychczas umowy z ponad 470 rodzimymi firmami o łącznej wartości przekraczającej 1,2 mld zł. Program jądrowy należy zatem postrzegać przede wszystkim jako inwestycję w długoterminową stabilność energetyczną i konkurencyjność gospodarczą Polski. Z tego względu zaangażowanie finansowe państwa w budowę elektrowni na Pomorzu jest rozwiązaniem naturalnym i uzasadnionym. Największym zaś kosztem byłby brak takiej decyzji i zaniechanie lub choćby spowolnienie już realizowanych działań, ponieważ energetyka jądrowa stanowi inwestycję w bezpieczeństwo, rozwój i niezależność Polski na pokolenia. ■

ROZMOWA

PAWEŁ CZURYŁO

W którym momencie transformacji energetycznej jest dziś Polska i co będzie największym wyzwaniem w perspektywie najbliższego roku?

Jeśli chodzi o energetykę, to Polska jest i będzie największym placem budowy w całej Unii Europejskiej. W ciągu najbliższych dziesięciu lat będziemy wydawać 100 mld zł rocznie. To w sumie bilion złotych. Ta niebagatelna kwota przełoży się na wzrost odporności i bezpieczeństwa energetycznego naszego systemu. W tym kontekście ważne są m.in. morskie farmy wiatrowe, które zwiększą wyraźnie udział OZE w miksie. Ale ważne są także nowe bloki gazowe oraz realizacja największej inwestycji w naszej gospodarce, nie tylko z perspektywy energetyki, czyli elektrowni jądrowej na Pomorzu. Nie możemy też zapominać o największym w historii Polski programie modernizacji sieci elektroenergetycznych. Wszystkie te inwestycje mają zwiększyć odporność Polski na kryzysy, zapewnić bezpieczeństwo i pozwolić przyłączać nowe, tanie źródła energii. Transformacja energetyczna powinna bowiem prowadzić do niższych cen prądu.

Część analityków rynkowych podkreśla jednak, że prąd z Bałtyku wcale taki tani nie będzie.

Będzie znacznie tańszy niż ten, który pochodzi z jednostek węglowych. Szczególnie jeżeli chodzi o ekonomikę wytwarzania energii. Morska energetyka wiatrowa jest więc elementem transformacji energetycznej. Do tego dochodzi fotowoltaika, wiatraki lądowe i docelowo atom. Trzeba też wspomnieć o technologii magazynowania energii, która w ostatnich latach bardzo mocno się rozwinęła. Magazyny są coraz tańsze, a to oznacza, że będą stosowane na coraz szerszą skalę. Ceny prądu powinny spadać właśnie dzięki lepszemu wykorzystaniu nadwyżek energii z odnawialnych źródeł. Ten proces nastąpi szybciej, niż prognozowano jeszcze kilka lat temu.

Do kiedy polski węgiel będzie nam potrzebny? Czy obecne kryzysy wpływają na postrzeganie tego paliwa?

Będzie nam potrzebny tak długo, jak długo taka potrzeba będzie zgłaszana przez operatora. Właśnie tak określamy ten moment, bez podawania konkretnych dat. Polski węgiel będzie potrzebny, dopóki do krajowego systemu elektroenergetycznego nie zostanie wpięta energetyka jądrowa – to jest pierwszy i podstawowy element. Drugi to rosnące zapotrzebowanie na moc i energię. Naszą politykę będą determinować potrzeby, które zgłaszają firmy, między innymi pod kątem zasilania centrów danych. Stąd, mówiąc wprost, w kolejnych latach węgiel będzie jednym z czynników gwarantujących nam bezpieczeństwo energetyczne.

Można dziś określić, jaki powinien być docelowy udział OZE w polskim miksie energetycznym?

” Optymalne rozwiązanie widzimy we Francji: tam podstawą jest atom, a odnawialne źródła energii pracują we współpracy z nim, obniżając ceny energii

To będzie zależało od tego, jak będzie rozwijała się technologia magazynowania energii, a także w jakim tempie będą taniały inne technologie. Nasz docelowy mikś energetyczny powinien opierać

Polskę czeka energetyczny boom



MAT PIAS

W ciągu najbliższych dziesięciu lat Polska wyda na inwestycje energetyczne około biliona złotych. To największy w historii program modernizacji sieci i energetyki. Jego celem jest zwiększenie bezpieczeństwa, rozwój OZE i atomu oraz obniżenie cen energii – mówi „Rzeczpospolitej” **Miłosz Motyka**, minister energii.

się na energetyce jądrowej, OZE i magazynach energii. Optymalne rozwiązanie widzimy we Francji: tam podstawą jest atom, a odnawialne źródła energii pracują we współpracy z nim, obniżając ceny energii. Pamiętajmy, że wciąż postępują elektromobilność i elektryfikacja gospodarki. Trzeba brać pod uwagę, że to jest żywy rynek. Zakładam jednak, że odnawialne źródła energii będą konkurencyjne i będą coraz lepiej wypadać cenowo.

A co z ETS? Czy bez reformy tego mechanizmu za prąd zapłacimy więcej? Takie obawy zgłaszają uczestnicy rynku.

Punkt wyjścia jest taki, że dotychczasowe rewizje systemu zmniejszały liczbę uprawnień do emisji, czyli podnosiły ich cenę. Ostatnia rewizja z 2018 r. z czasów rządu Mateusza Morawieckiego

doprowadziła do wyższych cen energii. Była realizacją ideologii Zielonego Ładu, którą rząd PiS niby wewnętrznie krytykował, a w praktyce wdrażał w życie. My zmieniamy tę percepcję. Przede

wszystkim zbudowaliśmy wspólnie z innymi państwami mniejszość blokującą przyspieszanie tempa redukcji emisji CO₂. Idziemy w stronę niższych cen dla przemysłu poprzez większą liczbę uprawnień do emisji CO₂. Będzie też darmowa pula dla ciepłownictwa i dłuższa ścieżka zejścia z emisjami. Wszystko po to, by spała presja cenowa. Kolejny krok, jaki jest przed nami, to praca w Parlamencie Europejskim nad zmianami, które będą korzystne dla Polski i zracjonalizują system. Jestem tu ostrożnym optymistą.

Wspomniał pan o ciepłownictwie. To także poważne wyzwanie dla Polski z punktu widzenia transformacji energetycznej.

Oczywiście, z uwagi na jego specyfikę nawet znacznie większe niż zmiany w systemie elektroenergetycznym. Mamy największy system w UE, jeżeli chodzi o ciepłownictwo systemowe, z rozproszonymi źródłami opartymi na węglu. Podjęliśmy decyzję o nowych programach wsparcia, o Funduszu Transformacji Ciepłownictwa. Są też zmiany legislacyjne, które pozwalają na lepsze wykorzystanie ciepła odpadowego oraz umożliwiające szybsze inwestycje w moce kogeneracyjne. Do tego dochodzi wsparcie inwestycyjne realizowane przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Dzięki temu

transformacja sektora ciepłowniczego ma szansę zostać skutecznie przeprowadzona.

Wróćmy jeszcze do OZE. Czy będą kolejne zmiany przepisów dotyczących inwestycji w OZE?

W ostatnim czasie wdrożona została największa reforma prawa energetycznego w historii. To, że udało nam się wyczyścić niewykorzystane, a wydane warunki przyłączenia, na pewno pomoże w szybszej realizacji inwestycji. Udało się także wprowadzić jednocześnie procedowanie planów zagospodarowania przestrzennego z procedurą środowiskową, co skróci czas całej inwestycji o przynajmniej dwa lata. Kolejny krok to repowering, który wprowadziliśmy rozporządzeniem. Tu chodzi o turbiny, które są dzisiaj zainstalowane i mogą być modernizowane na nowsze bez decyzji środowiskowej. Kolejny krok, który chcemy wykonać, to realizacja przyspieszonych inwestycji w całym systemie energetycznym, zarówno jeśli chodzi o sieci, magazyny, jak i OZE. Będą więc kolejne decyzje legislacyjne, zarówno na poziomie rozporządzeń, jak i ustaw, które będą przyspieszały ten proces. Chcemy go skrócić o połowę.

Wiele osób zastanawia się, kiedy OZE wreszcie przełożą się na cenę rachunków za prąd.

Już się przekładają. Podnoszony jest argument, że mamy więcej OZE, a płacimy wyższe rachunki. To tak nie działa. Rachunki byłyby wyższe, gdyby nie OZE. Nie zostało to jednak odpowiednio wytłumaczone na poziomie rachunku za prąd. Warto pamiętać, że opłata mocowa jest opłatą za bezpieczeństwo. Dzięki niej mamy zagwarantowane finansowanie bloków węglowych, jednostek wytwórczych, a nasz system jest bezpieczny. Nie ma takich zagrożeń, jakie pojawiały się na Węgrzech czy w Rumunii. Odnawialne źródła już dzisiaj wpływają pozytywnie na nasze rachunki, obniżają ceny. Im więcej będzie OZE, im więcej będzie magazynów, tym lepiej. Teza, że transformacja postępuje,

”

To będzie rok nowych inwestycji i rok, w którym będziemy mieli bardzo istotny wzrost mocy zainstalowanej w odnawialnych źródłach energii

a jednocześnie energia jest coraz droższa, jest nieprawdziwa, bo wpływ na ceny mają także czynniki ryzyka, takie jak wojna na Bliskim Wschodzie czy kryzys energetyczny, który był spowodowany pełnoskalową agresją Rosji na Ukrainę.

Krajowy plan w dziedzinie energii i klimatu to fikcja czy realny plan zmiany?

To plan, który wreszcie został przez nas zaktualizowany, bo nie był aktualizowany przez naszych poprzedników. To plan, który fundamentalnie zabezpiecza nasz interes energetyczny i jednocześnie łączy go z suwerennością. Chodzi o to, by wytworzyć w Polsce więcej mocy, by lepiej tu na miejscu zarządzać energią, lepiej ją bilansować. Pokazujemy mapę drogową, jak zamierzamy realizować transformację, odchodząc od importu surowców, który nie wspiera naszego bezpieczeństwa. Będziemy realizować ten plan krok po kroku, budując jednocześnie łańcuchy dostaw w Polsce, co przełoży się pozytywnie na gospodarkę.

A co z Polityką energetyczną Polski 2050?

Jest ona kolejnym dokumentem, który będziemy aktualizowali. Przyjęliśmy i zaktualizowaliśmy Program Polskiej Energetyki Jądrowej, a także strategię dla ciepłownictwa. Kolejnym krokiem, wiążącym dzieło, jest Polityka energetyczna Polski, którą chcemy przyjąć do końca tej kadencji.

To jaki może być rok 2027 z punktu widzenia ministra energii, ale także polskiego przemysłu?

To będzie rok nowych inwestycji i rok, w którym będziemy mieli bardzo istotny wzrost mocy zainstalowanej w odnawialnych źródłach energii, za co odpowiadać będzie głównie rozwój projektów offshore. Jednocześnie będzie to rok, który będzie kamieniem milowym w realizacji największej inwestycji w gospodarce, czyli w budowie pierwszej polskiej elektrowni jądrowej. To na pewno będzie czas nowych, dobrych wiadomości w polityce energetycznej. /©©

Geopolityka wpływa na strategię polskich grup

Zabezpieczenie dostaw surowców oraz kolejne procesy inwestycyjne związane z transformacją działalności to kluczowe wyzwania największych grup energetycznych – oceniają w opiniach dla „Rzeczpospolitej” ich prezesi.

IRENEUSZ FAFARA

prezes zarządu Orlenu



MAT. PRASA

Branża paliwowo-energetyczna przechodzi przez jeden z najbardziej turbulentnych okresów swojego funkcjonowania. Wojny zarówno za naszą wschodnią granicą, jak i na Bliskim Wschodzie powodują, że bezpieczeństwo energetyczne i transformacja coraz wyraźniej stają się tym samym wyzwaniem strategicznym. Celem jest nie tylko dywersyfikacja dostaw paliw, ale także trwałe ograniczanie ekspozycji gospodarki na importowane paliwa kopalne. Dla Orlenu oznacza to skupienie się na dwóch strategicznych kierunkach działania: zabezpieczeniu dostaw ropy i gazu przy równoczesnym zmniejszeniu ekspozycji grupy i jej klientów na węglowodory, dzięki budowie pozycji w systemie przyszłości. Kryzys wzmacnia potrzebę nowych źródeł ropy i gazu z bezpiecznych kierunków, ale równocześnie jeszcze silniej zwiększa popyt na OZE, sieci, magazyny i samochody elektryczne. Dla nas nie jest to zatem wybór między ropą i gazem albo transformacją, lecz konieczność prowadzenia obu ścieżek równolegle: zabezpieczania podaży

paliw konwencjonalnych w krótkim okresie i zmniejszania strukturalnej ekspozycji na paliwa kopalne w dłuższym. W perspektywie lat 30. wyzwaniem będzie dalsza przebudowa modelu biznesowego i rozwój nowych obszarów wzrostu, które będą odpowiadać na zmieniające się potrzeby klientów oraz rynku energii. Robimy to już teraz, poprzez m.in.: rozwój nowych źródeł energii, projekty offshore (Baltic Power, Baltic East i Baltic West) oraz wdrażanie nowych technologii związanych m.in. z wodorem, biometanem czy wychwytywaniem CO2. Transformacja musi być prowadzona z zachowaniem pełnej dyscypliny kapitałowej. Każda inwestycja powinna wspierać realizację naszych celów strategicznych, ale także mieć solidne uzasadnienie ekonomiczne. Dlatego selekcjonujemy projekty według potencjału zwrotu, ich znaczenia dla bezpieczeństwa energetycznego oraz wpływu na ograniczanie emisji. W przypadku największych przedsięwzięć rozwijamy partnerstwa, które pozwalają ograniczać ryzyko inwestycyjne i efektywnie wykorzystywać kapitał. Transformacja Orlenu nie będzie finansowana kosztem stabilności firmy. Jej fundamentem pozostają odpowiedzialna alokacja kapitału, silny bilans oraz zdolność do trwałego tworzenia wartości dla akcjonariuszy i zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego regionu. ■

DARIUSZ LUBERA

prezes zarządu PGE



MAT. PRASA

Czas i złożoność procesów inwestycyjnych w energetyce sprawiają, że nie możemy planować naszych działań wyłącznie w perspektywie jednego czy nawet kilku lat. Dlatego strategia grupy koncentruje się na osiągnięciu konkretnych kamieni milowych w okresie najbliższych dziesięciu lat. Zaplanowane w niej działania podlegają ciągłej analizie i ewentualnemu dostosowaniu, jak będzie to miało miejsce w październiku, gdy zostanie zaprezentowana aktualizacja strategii Grupy PGE. Docelowo miks Polski powinien opierać się na energetyce jądrowej i OZE, wspieranych przez magazyny energii oraz elektrownie gazowe, które w przyszłości będą mogły wykorzystywać także zielony wodór. Ale ze względu na utrzymanie bezpieczeństwa energetycznego kraju nie możemy pomijać roli węgla co najmniej do czasu pojawienia się w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym elektrowni jądrowej. Naszym celem jest zapewnić nie stabilnych i bezpiecznych dostaw możliwie taniej energii dla odbiorców, z korzyścią dla budżetów gospodarstw domowych i konkurencyj-

ności polskich firm. Osiągnięcie tego celu wymaga kompleksowego planowania inwestycji, od sieci niskiego napięcia i możliwości przyłączenia każdego odbiorcy, w tym prosumentów, po największe projekty inwestycyjne, takie jak budowane już elektrownie gazowe, magazyny energii oraz morskie i lądowe farmy wiatrowe. Tak szeroki zakres inwestycji wymaga pozyskania ogromnego finansowania, liczonego w setkach miliardów złotych, dlatego PGE zamierza korzystać z różnych form finansowania. Podstawą realizacji inwestycji są środki własne generowane z prowadzonej działalności oraz krajowe i europejskie fundusze pomocowe, w tym w szczególności środki pochodzące z KPO. Ważnym elementem naszej strategii będzie również realizacja projektów w formule project finance, w ramach której angażujemy środki pozyskane z banków komercyjnych. Największe wyzwania 2027 r. będą miały bardziej charakter operacyjny niż inwestycyjny. Sytuacja geopolityczna ma istotny wpływ na ceny paliw kopalnych i pod tym względem jest dziś bardzo nieprzewidywalna, dlatego musimy być również przygotowani na scenariusz, w którym wahania cen paliw i energii utrzymają się dłużej. Coraz bardziej zróżnicowany miks energetyczny oraz źródła OZE, niezależne od zmieniających się cen paliw i wspierane przez magazyny energii, będą ograniczały naszą ekspozycję na czynniki zewnętrzne i stopniowo uwalniały nas od ich wpływu. ■

GRZEGORZ LOT

prezes zarządu
Tauron Polska Energia



MAT. PRASA

Przez dekady rozwój energetyki oznaczał budowę nowych mocy. Dziś stoimy przed znacznie ambitniejszym zadaniem. Musimy na nowo zdefiniować całą architekturę systemu tak, aby był jednocześnie bezpieczny, konkurencyjny i niskoemisyjny. To największa transformacja infrastrukturalna i gospodarcza od czasów powstania współczesnej energetyki. Od jej przebiegu zależeć będzie dalszy rozwój polskiej gospodarki. W Tauronie patrzymy na ten proces nie przez pryzmat pojedynczych inwestycji, lecz długoterminowej zmiany modelu funkcjonowania

całego sektora. Świat Nowej Energii, który zaprojektowaliśmy w strategii, będzie oparty na 100 mld zł inwestycji. To jeden z największych programów rozwojowych realizowanych dziś przez polski biznes. Tak ambitna transformacja wymaga również nowego podejścia do finansowania. Dlatego konsekwentnie wykorzystujemy wszystkie dostępne instrumenty wspierające zieloną transformację, w tym środki z Funduszu Modernizacyjnego, Krajowego Planu Odbudowy oraz mechanizmy rynku mocy. Uzupełniamy je finansowaniem pozyskiwanym od międzynarodowych instytucji finansowych i banków rozwojowych. Naszą ambicją jest nie tylko skutecznie przeprowadzić transformację, ale zrobić to w sposób odpowiedzialny finansowo, zapewniający trwałą wartość dla akcjonariuszy, klientów i całej gospodarki. Największym wyzwaniem najbliższej dekady będzie połączenie celów, które jeszcze kilka lat temu wydawały się trudne do pogodzenia: szybkiej dekarbonizacji i utrzymania pełnej stabilności dostaw

energii. Dlatego rozwijamy odnawialne źródła energii, inwestujemy w magazyny energii i przeznaczamy dziesiątki miliardów złotych na modernizację sieci dystrybucyjnej. Jednocześnie budujemy aktywa, które będą gwarantować elastyczność systemu i bezpieczeństwo pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego w okresie przejściowym. Najlepszym przykładem tego, jak rozumiemy transformację, jest projekt Siersza 2.0. To przedsięwzięcie symbolizuje zmianę myślenia o energetyce. Nie chodzi bowiem o likwidację aktywów, lecz o tworzenie dla nich nowej roli w gospodarce przyszłości. Siersza nie znika z energetycznej mapy Polski. Wręcz przeciwnie. Chcemy, aby stała się nowoczesnym centrum energetyczno-przemysłowym, wykorzystującym potencjał istniejącej infrastruktury, przyłączy, terenów inwestycyjnych oraz kompetencji ludzi związanych z tym miejscem. Analizujemy projekty, które mogą oznaczać nawet 800 MW nowych mocy i inwestycje o wartości 3,5 mld zł. Wśród obranych kierunków

znajduje się utrzymanie obecnych bloków energetycznych tak długo, jak będą potrzebne dla bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego i pozwolą na to rozwiązania regulacyjne, budowa nowoczesnej jednostki gazowej oraz wielkoskalowego magazynu energii, projekty OZE, a także nowe przedsięwzięcia przemysłowe i technologiczne. Dodatkowo analizujemy rekultywację i przygotowanie terenów inwestycyjnych, aby mogły być wykorzystane pod nowe przedsięwzięcia energetyczne i przemysłowe. Właśnie tak wyobrażam sobie przyszłość polskiej energetyki. Nie jako historię wygaszania, ale budowania, w której potencjał lokalizacji, w których dotychczas funkcjonowała energetyka konwencjonalna, zostanie maksymalnie wykorzystany. Siersza 2.0 pokazuje, że można połączyć odpowiedzialność za bezpieczeństwo energetyczne z odwagą inwestowania w przyszłość. A to jest dziś najważniejsze zadanie całej branży i fundament strategii Taurona na kolejne lata. ■

GRZEGORZ KINELSKI

prezes zarządu Enei



MAT. PRASA

Transformacja energetyczna w Polsce wchodzi w etap, w którym równie ważne jak tempo zmian stają się ich skala, bezpieczeństwo i przewidywalność. W 2027 roku jednym z największych wyzwań będzie dalsza rozbudowa i modernizacja sieci dystrybucyjnych, które muszą nadażyć za dynamicznym przyrostem odnawialnych źródeł energii, utrzymanie harmonogramów realizowanych inwestycji oraz uruchomienie mechanizmów wsparcia dla źródeł wytwórczych po roku 2030. Mam nadzieję, że uzgodnienia takich mechanizmów z Komisją Europejską zakończą się jeszcze do końca tego roku. W kolejnej dekadzie kluczowe będzie natomiast zapewnienie stabilności krajowego systemu elektroenergetycznego przy rosnącym udziale

OZE. Transformacja musi prowadzić do stworzenia nowoczesnego, elastycznego i odpornego systemu energetycznego, który zapewni bezpieczeństwo dostaw energii gospodarstwom domowym i gospodarce. Dlatego w Grupie Enea rozwijamy odnawialne źródła energii, inwestujemy w magazyny energii, rozbudowujemy sieć dystrybucyjną. Jednocześnie budujemy nowoczesne jednostki gazowo-parowe w Kozienicach, które będą stabilizować system elektroenergetyczny i wspierać rozwój OZE. Inwestycja ta zwiększy bezpieczeństwo energetyczne kraju. Dążymy do zrównoważonego miks wytwórczego, bo uważamy, że tylko w ten sposób jesteśmy w stanie wykorzystywać szanse, które daje każda z technologii, z zachowaniem odporności systemu elektroenergetycznego. Skala zmian wymaga odpowiedzialnego podejścia do finansowania. Do 2035 roku planujemy przeznaczyć na realizację strategii Grupy Enea blisko 107,5 mld zł. Kluczowe obszary naszej strategii będą realizowane w ramach zakładanego wieloletniego budżetu Grupy Enea. Dotyczy to przede wszystkim

inwestycji w rentowny obszar dystrybucji, co pozwoli zwiększyć możliwości przyłączania OZE. A także inwestycji w transformację mocy wytwórczych – w przypadku wybranych bloków chcemy częściowo zastąpić węgiel biomasą. Budujemy również jednostki gazowo-parowe w Kozienicach, inwestujemy w OZE i magazyny energii. Już teraz jako Grupa Enea mamy w znacznym stopniu zabezpieczone finansowanie dzięki zawartym umowom kredytowym oraz emisjom obligacji. W 2025 roku pozyskaliśmy z Banku Gospodarstwa Krajowego blisko 10 mld zł pożyczki w ramach KPO i programu REPowerEU na rozwój oraz modernizację infrastruktury sieciowej Enei Operator. Na ten sam cel otrzymaliśmy również 1,15 mld zł dotacji z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. W maju 2026 roku Enea Nowa Energia podpisała także z BGK umowę pożyczki na kwotę ponad 417 mln zł, która zostanie przeznaczona na rozwój farm fotowoltaicznych. Z kolei PEC Oborniki otrzymało dotację z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego na modernizację, przebudowę i budowę

infrastruktury systemu ciepłowniczego na terenie Obornik. Część inwestycji będziemy także finansować w formule pozabilansowej, dotyczy to naszych aspiracji. Tylko w ubiegłym roku sfinalizowaliśmy największą w historii polskiej energetyki konwencjonalnej transakcję typu project finance. Konsorcjum polskich banków – z wiodącą rolą Banku Gospodarstwa Krajowego (BGK) – zapewniło finansowanie budowy nowoczesnych bloków gazowo-parowych w Elektrowni Kozienice w wysokości 6,45 mld zł. Jesteśmy przekonani, że transformacja musi być również sprawiedliwa społecznie. Powinna uwzględniać potrzeby pracowników, społeczności lokalnych i regionów związanych dziś z energetyką konwencjonalną. Naszym celem jest nie tylko budowa nowego miks energetycznego, lecz także tworzenie warunków do rozwoju kompetencji przyszłości, nowych miejsc pracy i długoterminowego wzrostu gospodarczego. Tylko takie podejście pozwoli przeprowadzić transformację w sposób trwały, odpowiedzialny i korzystny dla całej gospodarki. ■

BIZNES

MATERIAŁ POWSTAŁ
WE WSPÓŁPRACY Z ELENGER

Zacznijmy od tego, że najtańsza energia to ta, której nie zużyjemy. Niestabilność rynku oraz utrzymujące się w ostatnim czasie bardzo wysokie ceny energii sprawiły, że transformacja energetyczna, dotychczas postrzegana głównie przez pryzmat celów środowiskowych, stała się ekonomicznie uzasadnionym kierunkiem rozwoju przedsiębiorstw. Co więcej, inwestycje w efektywność energetyczną i ograniczenie zużycia energii zwracają się bardzo szybko, a ich realizacja jest często wspierana przez dostępne fundusze i programy rozwojowe.

Audyty energetyczne oraz zmiany technologiczne ograniczające zużycie i zwiększające efektywność wykorzystania energii elektrycznej nie są już wyłącznie elementem realizacji polityki ESG. Wynikają przede wszystkim z rachunku ekonomicznego, dążenia do obniżenia kosztów oraz zwiększenia odporności przedsiębiorstwa na wahania cen na rynku energii.

– Obecnie wiele rozwiązań ograniczających zużycie energii elektrycznej i gazu można wdrożyć stosunkowo szybko. Pozwalają one zmniejszyć zapotrzebowanie na energię oraz osiągnąć wymierne korzyści ekonomiczne w relacji do poniesionych nakładów inwestycyjnych – tłumaczy Marek Gawdzik, dyrektor Działu Produktu w Elenger Polska.

Drugim istotnym obszarem jest oczywiście sposób zakupu energii – w szczególności wybór modelu kontraktowania oraz partnera, od którego przedsiębiorstwo będzie kupować energię elektryczną lub gaz.

– Elenger dostrzega te uwarunkowania i od lat buduje relacje ze swoimi klientami właśnie w taki sposób – jako partner energetyczny, który nie ogranicza się do sprzedaży energii elektrycznej i gazu, lecz wspiera przedsiębiorstwa w racjonalnym zarządzaniu zużyciem, optymalizacji kosztów oraz zwiększaniu odporności na zmienność rynku energii – dodaje Marek Gawdzik.

Jeszcze do niedawna takie podejście było domeną przede wszystkim największych przedsiębiorstw, zwłaszcza firm przemysłowych. Dziś efektywność energetyczna i ograniczanie zużycia mają również istotne znaczenie oraz wyraźny sens ekonomiczny także dla małych i średnich przedsiębiorstw, ponieważ wysokie ceny energii i rosnące rachunki zaczęły stanowić znaczącą część ich kosztów działalności.

Zakup energii jeszcze kilka lat temu był znacznie prostszy dla przedsiębiorców. Sprzedawcą energii była firma świadcząca usługi na danym obszarze, a oferty nie różniły się zbyt wiele między firmami energetycznymi. Dziś sytuacja jest bardziej złożona – wraz z otwarciem rynku, rozwojem konkurencji i wzrostem zmienności cen przedsiębiorstwa zyskały więcej możliwości, ale też więcej decyzji do podjęcia. Firmy mają większy wybór modeli zakupu, mogą w różnym stopniu zabezpieczać cenę, grać na premii za ryzyko, korzystać z rynku dnia następnego czy rozwiązań mieszanych.

Jest też coraz większa świadomość rynku energii wśród przedsiębiorców. Wzrosło

znaczenie sposobu zużycia, efektywności energetycznej, możliwości wykorzystania własnych źródeł energii, finansowania inwestycji oraz pochodzenia kupowanej energii. Te zmiany wymusiły fundamentalnie inne podejście przedsiębiorstw, których decyzje dotyczące energii coraz mocniej łączą się z planowaniem kosztów i funkcjonowaniem całego przedsiębiorstwa.

Efekt? Klient nie potrzebuje już tylko dostawcy energii, ale partnera, który pomoże mu zrozumieć, w jaki sposób zu-

ożywa energię i jak może szukać oszczędności.

odczytów godzinowo-dobowych i sposobu funkcjonowania przedsiębiorstwa. Audyt energetyczny to od lat darmowa usługa, od której zaczynamy współpracę. Od pierwszego kroku stawiamy sobie za cel, by kierownictwo firmy dokładnie wiedziało, gdzie rzeczywiście jest największy potencjał do poprawy.

W praktyce Elenger zachęca swoich klientów, by działania podzielić na kilka etapów. Najpierw warto wykorzystać rozwiązania, które nie wymagają dużych nakładów finansowych, np. zmianę modelu

wtedy, kiedy rachunki wzrosną, ale regularnie sprawdzać dane i zastanawiać się, czy to, w jaki sposób kupujemy energię, nadal odpowiada temu, jak dzisiaj działa nasza firma i co się dzieje na rynku energii i gazu.

Jak zabezpieczyć dostawę energii?

Oczywiście kontraktacja energii jest niemiernie ważna niż ograniczenie jej zużycia. Spoglądając na rynek i historię cen, widzimy, że na Towa-

”

Długi kontrakt może być atrakcyjny, jeśli umożliwia elastyczne podejmowanie decyzji zakupu energii i gazu

wiele zmiennych. Elenger wskazuje, że sensowną kolejnością jest diagnoza, przygotowanie rekomendacji, potem optymalizacja, a następnie ewentualna inwestycja.

– Najpierw wykorzystujemy to, co można poprawić bez dużych nakładów, a następnie sprawdzamy, czy uzasadnione ekonomicznie są inne działania. Przed rozpoczęciem współpracy zawsze sprawdzamy m.in. strukturę opłat, moc umowną, warunki rozliczeń i elementy, które mogą mieć potencjał do optymalizacji. Kilka kolejnych faktur pozwala zobaczyć, jak koszty i zużycie zmieniają się w czasie, np. w związku z sezonowością czy intensywnością pracy urządzeń – wskazuje Marek Gawdzik.

Jednak jednym z najczęstszych błędów jest próba znalezienia jednego idealnego momentu na zakup całego wolumenu. W rzeczywistości bezpieczniejsze może być rozłożenie decyzji w czasie poprzez wybranie elastycznego modelu rozliczeń. Dzięki temu firma nie uzależnia całego budżetu od jednej decyzji rynkowej.

– W praktyce nie chodzi o to, żeby za wszelką cenę trafić w najniższy punkt rynku. Ważniejsze jest ograniczenie ryzyka, że firma pozostanie na lata z jednym, niekorzystnym momentem zakupu. Dlatego zwykle rekomendujemy naszym klientom strategię, które zakładają rozłożenie decyzji w czasie, tak jak w modelach elastycznych, albo połączenie kilku modeli zakupu – wyjaśnia Marek Gawdzik, dyrektor Działu Produktu w Elenger Polska.

Firmy niejednokrotnie stoją także przed dylematem, jak zabezpieczyć swoją pozycję – poprzez kontrakt długoterminowy czy jednak spróbować bardziej agresywnego modelu bazującego na umowach krótkoterminowych.

Tutaj nie ma jednego uniwersalnego modelu, który będzie najlepszy dla każdego przedsiębiorstwa. Długi kontrakt może być atrakcyjny, jeśli umożliwia elastyczne podejmowanie decyzji zakupu energii i gazu, zgodnie z sytuacją na rynku oraz zmianami w profilu firmy. Z kolei krótszy kontrakt tylko teoretycznie daje większą możliwość reagowania na sytuację rynkową, ale jednocześnie zwiększa ekspozycję na jej zmienność oraz na przeoczenie okienek zakupowych. To rozwiązanie może być atrakcyjne dla przedsiębiorstw, które mają większą tolerancję

– Nasi klienci cenią sobie długoterminowy kontakt elastyczny, który pozwala łączyć cechy obu modeli, a jednocześnie zapewnia stabilizację warunków umowy. Takie rozwiązanie pozwala korzystać z ceny rynkowej i odbierać premię za ryzyko, a jednocześnie wykorzystywać okienka zakupowe i w odpowiednim momencie zabezpieczyć cenę stałą na wybrane okresy – wyjaśnia Marek Gawdzik.

Zarządzanie ryzykiem opiera się na kontroli, ile energii i gazu firma zużywa i w jaki sposób. Inaczej do kontraktowania będzie podchodzić przedsiębiorstwo o stabilnym zużyciu, a inaczej firma sezonowa czy taka, której zapotrzebowanie mocno zmienia się wraz z produkcją. Dobra strategia powinna być przede wszystkim dopasowana do przedsiębiorstwa i łączący zabezpieczenie ryzyka cenowego z optymalizacją całego kosztu energii. Dla biznesu, tego małego i średniego, często „najbardziej opłacalne” nie oznacza jednego, konkretnego produktu.

Gdzie nasza energia, rodzą się możliwości dla firm

elenger

Zobacz więcej

www.elenger.pl

gaz • prąd • efektywność energetyczna

Energia dla firm to już nie tylko rachunek

Decyzja o zakupie energii zawsze powinna zależeć od specyfiki działania konkretnego przedsiębiorstwa.

żywa energię i jak może szukać oszczędności.

Rachunek zacząć od siebie

Optymalizowanie kosztów energii elektrycznej powinno zaczynać się od zrozumienia, skąd te koszty się właściwie biorą, i od zmiany perspektywy – zamiast patrzeć wyłącznie na pojedynczy rachunek i na rosnące notowania giełdy energii, warto zrozumieć, że jest to obszar, którym można świadomie zarządzać. Największe oszczędności rzadko wynikają z jednego ruchu, a zwykle są efektem połączenia decyzji o rewizji sposobu korzystania z energii, odpowiednich decyzji technicznych i organizacyjnych związanych z odpowiednio dobranymi parametrami dystrybucyjnymi, kontrolą zużycia i oczywiście właściwej strategii zakupowej.

– Firma, która chce mieć kontrolę nad kosztami energii, powinna zacząć nie od wyboru nowej oferty czy konkretnej technologii, ale od diagnozy swojego profilu energetycznego i gazowego. Najpierw trzeba zrozumieć, gdzie, kiedy i dlaczego energia jest zużywana oraz które elementy rachunku mają największy wpływ na całkowity koszt – tłumaczy Marek Gawdzik.

W Elenger zawsze zaczynaemy od analizy danych: faktur,

rozliczenia, optymalizację mocy umownej, ograniczenie opłat za energię bierną, optymalizację opłaty mocyowej, ograniczenie niepotrzebnych szczytów poboru energii czy lepsze zarządzanie godzinami pracy urządzeń.

Kolejnym krokiem mogą być działania techniczne, takie jak modernizacja urządzeń, automatyka, zarządzanie pracą urządzeń i funkcjami budynku. Dopiero jeśli analiza pokaże uzasadnienie ekonomiczne, warto przejść do większych inwestycji, takich jak termomodernizacja, fotowoltaika, pompy ciepła, kogeneracja, magazynowanie nadwyżek energetycznych czy kompleksowa modernizacja infrastruktury.

Kluczowe jest też, żeby nie działać reaktywnie, tylko

”

Dziś efektywność energetyczna i ograniczanie zużycia mają równie istotne znaczenie oraz wyraźny sens ekonomiczny

rowej Giełdzie Energii we wrześniu 2026 r. wahały się od 538 do 585 zł za MWh w kontraktach z dostawą na następny rok. Jeszcze w lutym 2026 r. była ona niższa o 129–176 zł za MWh. To pokazuje, jak szybko potrafią zmieniać się warunki, w których firmy podejmują decyzje zakupowe.

Ryzyko rośnie i zarządzanie tym ryzykiem cen energii nie powinno zaczynać się od próby przewidzenia idealnego momentu zakupu. Rynek energii jest zbyt zmienny, żeby opierać całą strategię na jednym założeniu co do przyszłego poziomu cen. Znacznie ważniejsze jest określenie, jak duży poziom ryzyka firma jest w stanie zaakceptować i jakiej przewidywalności kosztów potrzebuje. Dopiero na tej podstawie można dobrać sensowny model zakupowy oraz strategię.

Dla części przedsiębiorstw właściwym rozwiązaniem będzie zabezpieczenie ceny na określone okresy, szczególnie jeśli stabilność kosztów jest kluczowa dla budżetowania. Najbardziej efektywne będą strategie zabezpieczania cen na okresy o najwyższych ryzykach wzrostowych i o najwyższych poziomach poboru energii czy gazu ziemnego. Stała cena chroni przed wzrostami rynku i ułatwia planowanie wydatków, choć oznacza też rezygnację z pobrania premii za ryzyko, gdy ceny spadają.

Inne firmy, poszukując alternatywnych strategii, mogą świadomie pozostawić część ekspozycji na rynek dnia następnego lub kontraktowanie okresów miesięcznych czy kwartalnych, aby korzystać z okienek zakupowych.

Elenger jednak najczęściej rekomenduje swoim klientom podejście elastyczne, w którym przedsiębiorca może korzystać z ceny rynkowej i jednocześnie ma możliwość zablokowania stałej ceny na określony przez siebie okres dostawy, gdy uzna, że ważne jest utrzymanie konkretnego poziomu kosztów za energię w firmie.

W większych lub bardziej świadomie zarządzających energią elektryczną i gazem ziemnym przedsiębiorstwach można też rozłożyć zakup na kilka momentów, zamiast uzależniać cały budżet od jednego dnia. Tutaj rozwiązaniem mogą być modele transzowe i mieszane, w których roczny wolumen jest kupowany w różnych momentach w obowiązującej w danym momencie cenie, co pozwala uśredniać cenę na fakturze i ograniczać ryzyko wyboru jednego momentu zakupu.

Zarządzanie ryzykiem

Okazuje się, że podjęcie dobrej decyzji jest trudnym i skomplikowanym procesem, w którym należy uwzględnić

GLOBALNE SPOJRZENIE

Świat czeka ciężka zima

Decyzja OPEC Plus o pozostawieniu obecnego poziomu wydobycia ropy także w październiku wskazuje, że wyczerpały się już narzędzia wpływu kartelu na ten rynek. A zapewnienie magazynów z gazem, zwłaszcza w krajach europejskich, jest dzisiaj znacząco niższe niż rok temu.

DANUTA WALEWSKA

Świat czeka ciężka zima, a sytuacja na rynku gazu w Europie pogorszy się jeszcze w styczniu 2027 r., kiedy import rosyjskiego gazu przez kraje, które nałożyły sankcje na Rosję, zostanie całkowicie wstrzymany.

To jest oczywiście czarny, ale bardzo realistyczny scenariusz. Zakłada on, że do końca roku nie dojdzie do porozumienia Moskwy z Kijowem, a wojna Stanów Zjednoczonych z Iranem, która miała być „prostą chirurgiczną operacją”, przeciągnie się na kolejne miesiące. Kolejnym utrudnieniem w wywozie ropy z krajów Zatoki Perskiej jest ponowne ożywienie rebeliantów Huti, którzy z coraz większym powodzeniem blokują cieśninę Bab al-Mandab.

Zmiana postawy, OZE nadzieją wielu

Nadzieją pozostaną jedynie nieustannie zwiększające się dostawy energii ze źródeł odnawialnych. Tyle że o ile na razie z coraz większym powodzeniem zastępują węgiel, o tyle wyparcie z rynku pozostałych paliw kopalnych potrwa znacznie dłużej. Jak na razie globalny udział pozyskiwania energii ze źródeł odnawialnych i atomu waha się w granicach 18–19 proc. W przypadku Polski w lipcu 2026 było to 41,6 proc.

Podjęta na początku września decyzja OPEC Plus o pozostawieniu limitów wydobycia ropy na niezmiennym poziomie była dla rynku wielkim zaskoczeniem. Od kwietnia 2026 kartel na swoich ministerialnych konsultacjach podnosił limity, starając się nie pozwolić, aby ropa zdrożała tak, by ceny zaczęły ograniczać popyt. Wiadomo, że w OPEC Plus kategorycznie sprzeciwili się Rosja, Arabia Saudyjska, Irak, Kuwejt, Kazachstan, Algieria i Oman. Kolejna konferencja ministerialna, podczas której mogą zostać zmienione limity wydobycia, zaplanowana została na listopad.

Tyle że decyzja OPEC dotyczyła dotychczas niewielkiego zwiększenia wydobycia i raczej były sygnałem, że kraje kartelu nie chcą drastycznego wzrostu cen i to mimo toczącej się wojny z Iranem. Dzisiaj ceny ropy oscylują wokół 95 dol. za baryłkę Brent i wykazują tendencję wzrostową. Zapewne takie pozostaną, ponieważ zmiana ognia między Amerykanami i Irańczykami nie słabnie.

Ale może się zdarzyć, że wpływ kartelu na globalny rynek ropy znacząco osłabnie,

zwłaszcza w sytuacji, kiedy Amerykanie na poważnie zainteresowali się wydobyciem tego surowca w Wenezueli. Podpisali już umowę z prywatną wenezuelską firmą wydobywczą oraz władzami tego kraju o „zapewnieniu sobie kontroli nad złożami zawierającymi 65 mld baryłek”. To ok. jednej piątej wenezuelskich rezerw.

Na rynku natychmiast pojawiły się pogłoski, że Wenezuela przymierza się do opuszczenia OPEC. Zresztą i tak była z tego członkostwa bardzo niezadowolona. Chodziło zwłaszcza o wyznaczanie jej limitów, których nie udawało się jej osiągnąć.

Wielka niewiadoma

Wenezuela, która posiada w tej chwili największe złoża ropy naftowej, jest jednym z członków-założycieli kartelu, który powstał w 1960 r., ale lata sankcji i zamętu gospodarczego znacząco zmniejszyły wydobycie, które w tej chwili wynosi ok. 1,12 mln baryłek dziennie. Ten kraj został wyłączony z systemu limitów obowiązujących w OPEC. Mają one powrócić w chwili, kiedy wydobycie się powiększy. A to niekoniecznie podoba się w Caracas i Waszyngtonie.

Homayoun Falakshahi, starszy ekonomista w Kpler,

„Na światowym rynku gazu trwa zażarta walka o każdy dostępny ładunek, co naturalnie stymuluje wzrost cen

firmie badawczej rynku energetycznego, w rozmowie z „New York Timesem” zauważył, że wyjście Wenezueli z OPEC jest „bardzo prawdopodobne”. Mało realne natomiast jest szybkie zwiększenie wydobycia z powodu wielkich opóźnień w inwestycjach w sektorze naftowym. I nawet przy wsparciu Amerykanów powrót do pozycji naftowej potęgą potrwa nie miesiące, ale lata. Więc opuszczenie przez ten kraj kartelu byłoby czysto symboliczne.

Świat nie chce drogiej ropy

Według Międzynarodowej Agencji Energii (MAE) światowy popyt na ropę w tym roku zmniejszy się o 1,6 mln baryłek dziennie. Główne powody to praktyczne wyłączenie z transportu cieśniny Ormuz, co wpływa na rosnące ceny, które mocno uderzają w zapotrzebowanie na ten surowiec.



W lipcu ceny ropy wymknęły się spod kontroli, a dostawy zmniejszały się o 69 mln baryłek dziennie

Według analityków MAE tempo spadku popytu jednak wyhamowuje i wcale nie jest wykluczone, że pod koniec tego roku zapotrzebowanie na ropę znów zacznie rosnąć. Na rok 2027 MAE zakłada wzrost popytu o 2,4 mln baryłek dziennie do 110,6 mln baryłek.

Po poziomie zapasów widać dokładnie, że kraje importujące ropę robią wszystko, co jest tylko możliwe, aby nie doszło do kolejnego kryzysu i zgodnie z tym gospodarują zapasami. Tylko w lipcu ceny ropy wymknęły się spod kontroli, a dostawy zmniejszały się o 69 mln baryłek dziennie, bo

Średnio europejskie magazyny w końcu sierpnia 2026 były wypełnione w 59 proc., czyli było w nich najmniej gazu (procentowo) od końca lata 2009 r. A to z kolei oznacza, że nasz kontynent jest narażony na potężne ryzyko w przypadku, gdyby jeszcze gdziekolwiek dostawy zostały przerwane.

Powtórka sytuacji po wybuchu wojny rosyjsko-ukraińskiej

Gaz jest jednak bardzo drogi i świat przeżywa powtórkę z sytuacji z 2022 r., kiedy Rosjanie zaatakowali Ukrainę. Teraz drastyczną podwyżkę cen gazu wywołała wojna między USA a Iranem, która praktycznie uniemożliwiła dostawy z Kataru. Gazu jest mniej, więc zgodnie z prawem rynku – drożeje. Ta wyżka cen jest szczególnie bolesna teraz, kiedy półkula północna szykuje się do zimy. Tak jak to jest w przypadku ropy naftowej, tak i w przypadku gazu jest on transportowany przez cieśninę Ormuz. Tamteży przepływało przed wojną z Iranem 20 proc. światowych dostaw tego surowca. Dzisiaj tą drogą przepływa o 77 proc. gazu mniej, zaś ograniczenia wprowadzone przez Huti powodują, że ilość gazu wydobytanego w regionie Zatoki Perskiej jest ograniczona jeszcze o dalsze 8 proc.

Ta sytuacja powoduje zaś, że na światowym rynku gazu trwa zażarta walka o każdy dostępny ładunek, co naturalnie stymuluje wzrost cen. A handlujący gazem nie mają jakiegokolwiek motywacji, aby to paliwo magazynować.

Tymczasem już w poprzedni sezon zimowy (2025/2026) Europa wchodziła z niskimi zapasami i zostały one mocno uszczuplone w ciągu bezwietrznej zimy, która spowodowała, że dostawy energii ze źródeł odnawialnych były niższe od oczekiwanych i trzeba było je uzupełniać właśnie

gazem. Pojawiły się wtedy także pogłoski, że Niemcy uruchomią subsydia do magazynowania gazu, ale nic takiego się nie wydarzyło, poza nerwowymi ruchami cen. A to z kolei pogłębiło niechęć do uzupełnienia zapasów.

W tym roku wojna na Bliskim Wschodzie praktycznie doprowadziła do ustania eksportu z Kataru, który jest szóstym największym producentem gazu na świecie i drugim eksporterem gazu skroplonego. W tej sytuacji dilerzy z rynku gazowego ograniczyli transakcje europejskie i skierowali dostawy do Azji. A uaktywnienie się prądu El Nino, kolejne fale upałów, jakich doświadczaliśmy na Starym Kontynencie, spowodowały wzrost popytu na energię, która tym razem była niezbędna do schładzania pomieszczeń.

Dlaczego niektóre kraje nie zapełniają gazem magazynów

Reakcja na te wydarzenia była różna w poszczególnych krajach. Włochy, które są największym odbiorcą katarskiego gazu LNG w Europie, podobnie jak Polska czy Francja postawiły na zapewnienie magazynów, natomiast Niemcy wzięły na przeczekanie. Podobna sytuacja jest w Holandii i wszystko wskazuje, że krajom, które liczą, że wojna w zatoce jednak się zakończy i gaz stanie się.

Wsparciem dla ich nadziei jest fakt, że na początku września Katarczyści zaczęli ściągać do swoich wybrzeży puste gazowce, jakby wierzyli, że będą je w stanie napełnić i wysłać w świat. Natomiast MAE wskazuje, że obecna sytuacja pozwoliła światu uniknąć nadpodaży gazu, a w każdym razie oddaliła takie zagrożenie.

Natomiast to, jak dużo Europejczycy będą musieli zapłacić

za gaz tej zimy, zależy od największych konsumentów tego nośnika energii, zwłaszcza Chin, o ile Japończycy zdołają zwiększyć produkcję w elektrowniach jądrowych oraz od pogody w Azji. Na razie Europa polega głównie na dostawach gazu z USA, Norwegii i Algierii. Tyle że nie wystarczą one do całkowitego pokrycia zapotrzebowania, które wraz ze zbliżającym się okresem chłódów zacznie gwałtownie rosnąć.

Wsparcie dostawców energii odnawialnej?

Czy braki w dostawach innych źródeł energii są w stanie uzupełnić OZE? Średnia globalna udziału odnawialnych źródeł to według MAE 49 proc., dla Unii Europejskiej wynosi dzisiaj ok. 30 proc. Liderami wykorzystania energii z wiatru, słońca i wody są w Europie kraje nordyckie, w ogonie znalazły się Irlandia i Malta, kraje, gdzie akurat wiatru nie brakuje.

Na razie wyraźnie widać, że OZE wypierają węgiel, a w przypadku energii elektrycznej dzisiaj ponad 33 proc. pochodzi właśnie z OZE.

Wartość światowej produkcji energii odnawialnej na wyniesie w 2026 według MAE 1,14 bln dol., a w 2034 sięgnąć 1,84 bln. Na tym rynku w inwestycjach dominują dzisiaj kraje Azji i Pacyfiku ze średnim udziałem OZE w miksie energetycznym na poziomie prawie 72 proc. A ten wzrost jest generowany dzięki ogromnym inwestycjom i innowacjom technologicznym oraz polityce dekarbonizacji. Na świecie OZE są już więc postrzegane nie jako wyłącznie służące ochronie środowiska, ale jako „dojrzałe” źródło energii. /©©

masz pytanie,
wyślij e-mail do autorki

danuta.walewska@rp.pl

ROZMOWA

Transformacja i ceny energii: firmy mogą zabezpieczyć swój budżet

Przedsiębiorstwa mogą zabezpieczać koszty dzięki długoterminowym strategiom, kontraktom PPA oraz precyzyjnej analizie własnego profilu zużycia – wskazują eksperci Ignitis Polska.

MATERIAŁ POWSTAŁ
WE WSPÓŁPRACY Z IGNITIS POLSKA

OZE powoli zaczynają dominować w Unii Europejskiej jako główne źródło energii, ale ceny, zamiast spadać, rosną. Czy zielona technologia to droga technologia?

MACIEJ KOWALSKI: Najtańsze było degenerowanie środowiska bez ponoszenia kosztów, eksploatawanie najłatwiej dostępnych zasobów kopalnych oraz państwowe finansowanie elektryfikacji w powojennej Europie. Teraz musimy rozwiązywać problemy wynikające z dawnego uprzedmiotowienia. Nowe źródła wymagają finansowania i przez to wydają się droższe niektórym komentatorom, pozabawionym świadomości całego złożonego systemu kosztów. Dojrzałe technologie OZE (PV, wiatr) wraz z kosztem finansowania są tańsze od źródeł konwencjonalnych. Odbudowa energetyki węglowej, nawet z pominięciem kosztów środowiskowych, nie byłaby dziś konkurencyjna względem OZE wspomaganych magazynami energii oraz gazem.

Kontrakty terminowe pokazują jednak, że Europa wciąż zmagając się z wysokimi cenami energii. Czy ten stan rzeczy nie ulegnie zmianie?

MAREK KRZYSTECZKO: Transformacja to proces długotrwały, ale jej efekty widać już dziś, również w Polsce. Na koniec czerwca 2026 zainstalowane moce wytwórcze z OZE przekroczyły 40 GW, co stanowi już połowę całości mocy w Polsce, w całym 2025 r. zaś udział energii wytworzonej w odnawialnych źródłach stanowił ponad 35 proc. całości produkcji. Gdyby nie rosnąca liczba OZE, ceny energii byłyby z pewnością wyższe, niż są obecnie. Odrębnym wyzwaniem pozostaje bilansowanie systemu. Aby transformacja przyniosła pełne efekty, potrzeba jeszcze czasu – sytuację zmieni dołączenie energii z atomu, a wcześniej z morskich farm wiatrowych ze wsparciem długo oczekiwanego odblokowania mocy z lądowej energetyki wiatrowej. Ważną rolę odegrają magazyny energii i elektrownie gazowe, te ostatnie sprawdzają się przy bilansowaniu, choć niekoniecznie obniżają same ceny energii.

W jaki sposób przedsiębiorstwa mogą efektywnie chronić się przed skokami cen energii?

ARTUR DEMBNY: Zakup energii nie powinien być jednorazową decyzją podejmowaną raz w roku. Przy obecnej zmienności rynku napędzanej geopolityką i pogodą bezpieczniej jest rozkładać zakup w czasie i uśredniać koszty. Warto stosować tzw. model transzowy, czyli kupowanie energii w kilku momentach zamiast całego wolumenu jednego dnia, co znacząco zmniejsza ryzyko zakupu po cenie bardzo wysokiej. Należy też dopasować produkt do profilu zużycia: wybrać



Maciej Kowalski, CEO, Ignitis Polska & Ignitis Renewables Polska

fix (cena stała i przewidywalność kosztów), flex (stopniowe zabezpieczanie wolumenu) albo spot (dla firm mogących przesunąć pobór na tańsze godziny).

Czy średnia cena rynkowa jest wciąż kluczowa, czy ważniejszy staje się profil zużycia firmy?

ARTUR DEMBNY: Kluczowy staje się własny profil godzinowy zużycia firmy. Więcej OZE w systemie nie oznacza niższych i równych cen, lecz większe wahania: bardzo niskie lub ujemne ceny w jednych godzinach i bardzo wysokie stawki kilka godzin później, co odwraca schemat „drogo w dzień, tanio w noc”. W praktyce sprawdza się miks: część wolumenu jako fix, część transzowo, a część na spocie. Warto rozważyć wariant spotu opartego na średniej arytmetycznej ze standaryzowanym kosztem profilu. Warunkiem jest przemyślana strategia z jasnymi regułami, ustalającą akceptowany poziom ceny i wolumenu zabezpieczanego z wyprzedzeniem, a nie decyzje podejmowane pod wpływem emocji.

Jaką rolę w budowaniu długoterminowego bezpieczeństwa kosztowego odgrywają kontrakty PPA?

MAREK KRZYSTECZKO: Kontrakty PPA pozwalają firmom chronić się przed gwałtownymi wzrostami cen w dłuższym czasie. Działania interwencyjne, takie jak mrożenie cen, przynoszą efekt tylko krótkoterminowy i wywierają negatywny wpływ na cały rynek. Na poziomie UE coraz mocniej widać wsparcie dla rozwoju rynku PPA, obejmujące promowanie zawierania przez odbiorców długoterminowych umów na zieloną energię z konkretnych źródeł wytwórczych. Taki kontrakt można zawrzeć bezpośrednio z wytwórcą OZE lub spółką obrotu, która może zagregować wolumen z kilku źródeł OZE i zbilansować cały portfel odbiorcy. PPA pozwala zabezpieczyć część portfela zakupowego w akceptowanej cenie przez cały okres trwania umowy i jednocześnie realizować cele ESG. Kontrakt przynosi oczekiwane efekty, gdy jest elementem przemyślonej strategii,



Marek Krzysteczko, Chief Trading Officer, Ignitis Polska

a ponadto zawarty został z wiarygodnym dostawcą. Nie ma jednak jednego rozwiązania dla wszystkich – każda firma ma inną wrażliwość kosztową i różne umiejętności negocjacyjne. Dla każdego podmiotu optymalny miks może być inny, dlatego kluczowe jest budowanie strategii długoterminowych z wiarygodnym partnerem, jakim jest np. Ignitis.

Co wybierać w pierwszej kolejności: inwestycję we własne źródło OZE czy kontrakt PPA?

MACIEJ KOWALSKI: Technologie PV i wiatr są dziś już przez rynek zdyskontowane; prawdziwa różnica pojawi się dopiero wraz z dobrze zarządzanym magazynem energii. Do tego czasu wybór między własnym źródłem a PPA zależy od dopasowania do konkretnej sytuacji firmy.

ARTUR DEMBNY: Obie opcje rozwiązują inne problemy. Własne źródło (najczęściej PV) daje największą kontrolę i niezależność od rynku, ale tylko wtedy, gdy profil produkcji pokrywa się ze zużyciem (np. przy wysokim poborze w dzień). Gdy profile się rozjeżdżają – jak w piekarni pracującej głównie w nocy – firma oddaje nadwyżki za bezcen, a drogo kupuje energię. Z kolei PPA pozwala zakontaktować energię z konkretnego źródła OZE na lata bez inwestowania we własną instalację, dając przewidywalność kosztów i realizując cele ESG. Nie eliminuje to jednak ryzyka niezbilansowania czy niedoborów. Najlepszym rozwiązaniem często jest połączenie: własna instalacja, długoterminowe PPA oraz zabezpieczenie reszty na rynku produktami fix, flex lub spot.

Ile obecnie kosztuje wieloletni kontrakt PPA i czy da się ustalić cenę bez ryzyka dla obu stron?

ARTUR DEMBNY: PPA to produkt niewystandaryzowany, więc nie ma jednej „rynkowej” ceny. Cena zależy od długości umowy, technologii źródła, profilu produkcji, wolumenu, sposobu bilansowania i podziału ryzyka. Najlepszą efektywność cenową daje miks technologii (słońce + wiatr + biogazownia jako sterowane uzupełnienie nocne) oraz dopełnienie profilu przez sprzedaw-



Artur Dembny, Chief Commercial Officer, Ignitis Polska

cę za pomocą sterowalnych OZE, magazynów lub kontraktów OTC. W Ignitis planujemy wprowadzić wystandaryzowany produkt cPPA z ceną o ok. 20 zł/MWh niższą od wycen giełdowych. Żadnego kontraktu nie da się jednak stworzyć całkowicie bez ryzyka: wytwórca bierze ryzyko produkcji (pogoda), odbiorca – wolumenu i profilu zużycia, a do tego dochodzi ryzyko profilu cenowego. PPA to ustalenie długoterminowych reguł podziału ryzyka, gdzie kluczową rolę pełni sprzedawca jako agregator.

MAREK KRZYSTECZKO: Cenotwórstwo różni się w zależności od źródła energii oraz horyzontu czasowego umowy (np. 10–15 lat vs 3–5 lat). PPA najczęściej stanowi część portfela zakupowego. Na rynku wciąż brakuje rozwiniętego segmentu PPA typu „pay as consumed”, w którym sprzedawca kontraktuje energię z OZE dokładnie w takiej ilości, w jakiej jest ona zużywana przez odbiorcę, zdejmując z niego ryzyko dokontraktowywania. Ignitis posiada taki produkt w ofercie i rozpoczyna jego wdrażanie.

Jak mniejsze firmy mogą korzystać z zielonej energii i na co zwrócić uwagę przy wyborze dostawcy?

MAREK KRZYSTECZKO: Kluczowy jest wybór partnera z doświadczeniem w zarządzaniu źródłami OZE, który zapewni elastyczne możliwości kontraktacji i odpowiedni miks z OZE. Większy odbiorcy mogą kontraktować energię bezpośrednio z wytwórcami, natomiast dla mniejszych podmiotów kluczową rolę odgrywa spółka obrotu. Na rynku wciąż brakuje powszechnych ofert PPA skierowanych do mniejszych firm, ale w Ignitis pracujemy nad dedykowaną propozycją, którą wkrótce przedstawimy.

Jakie modele potwierdzania pochodzenia zielonej energii funkcjonują obecnie w Polsce?

ARTUR DEMBNY: Wykształciły się trzy podstawowe modele: oświadczenie sprzedawcy (model schyłkowy), gwarancje pochodzenia (formalny standard rynkowy) oraz PPA/cPPA (najsilniejsze formalne i ekonomiczne powiązanie ze źródłem OZE).

Od czego zależy optymalna struktura kosztów w kontraktach na zieloną energię?

MAREK KRZYSTECZKO: Profil produkcji energii z OZE i profil zużycia odbiorcy zazwyczaj się nie pokrywają. Aby zminimalizować ryzyko dostarczania energii „na wyrost”, kontrakt musi być dopasowany poprzez odpowiednią proporcję np. między energią wiatrową a fotowoltaiczną, co obniża koszty braku słońca lub wiatru. Dobór odpowiedniego miku wymaga dużej biegłości, gdyż złe dobranie założeń w relacji zakupu do zużycia mogą okazać się bardzo kosztowne.

Jak branża radzi sobie z ujemnymi cenami energii i czy nie zagrażają one opłacalności OZE?

MACIEJ KOWALSKI: Zwiększenie rozchyleń cenowych na rynku to objaw transformacji energetycznej, gdy stare technologie (węgiel) ustępują nowym (np. BESS). Zjawisko to będzie malało wraz z dojrzewaniem nowej struktury wytwarzania.

MAREK KRZYSTECZKO: Liczba godzin z ujemnymi cenami jest znacząca, co pokazuje, jakim wyzwaniem pozostaje bilansowanie systemu objawiające się częstym redysponowaniem źródeł OZE. Szczególnie narażeni są wytwórcy sprzedający energię w oparciu o cenę zmienną. Jeżeli nie ograniczą produkcji w takich okresach, nie tylko tracą przychód, ale wręcz do interesu dopłacają. Również funkcjonujące systemy wsparcia nie zapewniają wytwórcom utrzymania przychodu w każdym przypadku wystąpienia cen ujemnych. Długoterminowe kontrakty PPA po cenie stałej znacznie łagodzą te skutki. Ważną rolę odegra też rozwój budowanych obecnie magazynów energii, które pozwolą absorbować nadwyżki w szczycie produkcji i stabilizować ceny.

A w jaki sposób system CSIRE zmieni rynek i sposób wyboru ofert przez przedsiębiorców?

ARTUR DEMBNY: CSIRE usprawni wymianę danych między odbiorcą, sprzedawcą i operatorem oraz przyspieszy zmianę sprzedawcy, porządkując dotychczasowy chaos i brak jednego standardu u operatorów. Kluczowa zmiana dotyczy jednak jakości ofert: dostęp do 15-minutowych danych pomiarowych pozwoli precyzyjnie ocenić realny profil zużycia klienta i ryzyko kosztowe. Pytanie klientów zmieni się z „kto dał najniższą cenę?” na „która oferta jest najtańsza dla mojego rzeczywistego sposobu zużycia energii?”. CSIRE umożliwi tworzenie zaawansowanych produktów łączących profil odbiorcy z OZE, magazynami czy giełdą oraz zwiększy transparentność całego rynku.



FINANSE

Banki szykują miliardy na zieloną transformację

Polska transformacja energetyczna to dla banków jeden z największych nowych rynków. Kapitału nie brakuje, ale przy części projektów mogą pojawiać się pytania o przewidywalne warunki finansowania przez kilkanaście czy kilkadziesiąt lat.

ANNA CIEŚLAK-WRÓBLEWSKA

Wraz z postępowaniem transformacji energetycznej w Polsce rośnie też zaangażowanie banków w finansowanie tej zielonej rewolucji. To one mają tu kluczową rolę do odegrania, bo bez prywatnego kapitału nie uda się przeprowadzić tej zmiany w wymaganym tempie.

– Postrzegamy transformację energetyczną jako jeden z najważniejszych procesów gospodarczych w Polsce. Wymaga on ogromnych nakładów inwestycyjnych, ale jednocześnie stwarza szansę na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego, poprawę konkurencyjności przedsiębiorstw oraz budowę bardziej nowoczesnej gospodarki – przekonuje Monika Polakowska, dyrektorka ds. zrównoważonego finansowania w Erste Bank Polska.

– Transformacja sektora energetycznego jest kluczowa w działaniach zmierzających do gospodarki niskoemisyjnej. Stabilny mikros oraz odnawialne źródła to także bezpieczeństwo oraz niski koszt energii, co przekłada się na konkurencyjność przedsiębiorstw – podkreślają również władze ING Banku Śląskiego. – A banki pełnią tutaj szczególną rolę – w odpowiedzi na oczekiwania szeroko pojętego rynku oraz wymogów regulatora stopniowo alokują kapitał w kierunku aktywów zrównoważonych – zaznacza ING BSK.

Ile banki przeznaczają na zielone inwestycje?

Z zebranych przez nas informacji wynika, że zaangażowanie banków w finansowanie transformacji energetycznej to nie tylko deklaracje. Ma to swoje potwierdzenie w twardych liczbach. Trzeba przy tym jednak zaznaczyć, że danych poszczególnych instytucji nie można wprost porównywać, ponieważ stosują one różne definicje zrównoważonego finansowania.

W największych bankach mowa o naprawdę dużych kwotach. Lider polskiego sektora bankowego – PKO BP podaje, że tylko w 2024 r. udzielił 10 mld zł nowego finansowania wspierającego zieloną transformację, a w 2025 r. kwota ta przekroczyła 11,5 mld zł. Na te liczby składają się zarówno duże projekty energetyczne, jak i finansowanie transformacji przedsiębiorstw. Przykładem jest udział PKO BP w finansowaniu

waniu kwotą 2,5 mld zł projektu Enea Elkogaz, realizowanego w formule project finance o łącznej wartości 6,45 mld zł. Bank uczestniczył również w finansowaniu morskich farm wiatrowych Bałtyk II i Bałtyk III.

W przypadku Erste Bank Polska kwota szeroko pojętego zrównoważonego finansowania wyniosła w 2024 r. prawie 8,7 mld zł, a w 2025 r. przekroczyła 10 mld zł. Również mBank chwali się imponującymi dokonaniami. Na koniec 2025 r. łączna kwota zrównoważonego finansowania sięgnęła 22 mld zł, z czego 11,3 mld zł stanowił kapitał zmobilizowany na rynku, a 10,7 mld zł – bezpośrednio finansowanie mBanku. Sam portfel projektów związanych z odnawialnymi źródłami energii (w tym m.in. farmy wiatrowe, instalacje fotowoltaiczne, biogazownie, biometanownie i magazyny energii) osiągnął wartość 6,4 mld zł na koniec 2025 r.

W BNP Paribas Bank Polska łączna wartość zrównoważonego finansowania, wyznaczana według wewnętrznej metodologii, osiągnęła na koniec 2025 r. 13,6 mld zł. – Naszym założeniem jest, by ta wartość wzrosła do 25 mld zł do 2030 roku – zaznacza Damian Jakowski, menedżer ds. odnawialnych źródeł energii w Banku BNP Paribas.

Transformacja energetyczna napędza kredyty

Oczywiście nie tylko BNP Paribas ma w Polsce ambitne plany w tym zakresie. W zasadzie wszystkie banki w swoich strategiach zakładają wzrost finansowania zielonej transformacji. ING Bank Śląski chce do 2030 r. przeznaczyć 5 mld zł na finansowanie samego OZE, a jednocześnie deklaruje ograniczenie finansowania klientów sektora energetycznego bezpośrednio zależnych od węgla do nie więcej niż 5 proc.

Erste Bank Polska w latach 2024–2027 planuje zmobilizować ponad 31 mld zł na nowe zrównoważone inwestycje, a mBank zakłada, że do 2030 r. zwiększy udział zrównoważonego finansowania w portfelu korporacyjnym do 15 proc. PKO BP chce z kolei do 2027 r. osiągnąć ponad 20-proc. udział w całym finansowaniu bankowym transformacji energetycznej Polski.

Skala tych planów odpowiada potrzebom całej gospodarki. Według zaktualizowanego Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu całkowite

nakłady na dekarbonizację i transformację energetyczną Polski do 2040 r. mogą sięgnąć ok. 1,6 bln zł. Tylko w sektorze elektroenergetycznym do końca tej dekady mają wynieść 390–486 mld zł.

OZE, sieci, magazyny energii i energetyka jądrowa

Banki spodziewają się więc, że popyt na finansowanie będzie szybko rósł. Jego źródłem będą zarówno wielkie projekty infrastrukturalne, jak i tysiące mniejszych inwestycji. – Duże projekty budują system, a tysiące mniejszych inwestycji transformują realną gospodarkę – zauważa Magdalena Andrejczuk, dyrektorka departamentu zrównoważonych finansów bankowości korporacyjnej w mBanku.

Wśród największych przedsięwzięć wymieniane są przede wszystkim morskie farmy wiatrowe, modernizacja i rozbudowa sieci elektroenergetycznych, magazyny energii, energetyka jądrowa oraz transformacja transportu. Równolegle rosnąć może zapotrzebowanie na finansowanie inwestycji przedsiębiorstw: własnych źródeł OZE,

Banki spodziewają się, że popyt na finansowanie będzie szybko rósł. Jego źródłem będą wielkie projekty infrastrukturalne i mniejsze inwestycje

elektryfikacji procesów produkcyjnych, poprawy efektywności energetycznej, modernizacji ciepłownictwa czy termomodernizacji budynków. Coraz większe znaczenie mogą mieć również projekty związane z gospodarką obiegu zamkniętego, biogazem i biometanem.

Firmy na ścieżce do poprawy konkurencyjności

Szczególnie istotny będzie sektor prywatny. – Coraz więcej firm traktuje takie projekty nie tylko jako element transformacji energetycznej, ale przede wszystkim jako sposób na ograniczenie kosztów operacyjnych, zwiększenie odporności na wahania cen energii i budowanie przewagi konkurencyjnej. Dlatego spodziewamy się, że sektor prywatny będzie jednym z głównych źródeł popytu na finansowanie w tym obszarze – zaznacza



Firmy w Polsce są i będą uczestnikami procesu transformacji energetycznej

Monika Polakowska, dyrektorka ds. zrównoważonego finansowania w Erste Bank Polska.

Jak dodaje, znaczenie ma także presja płynąca z łańcuchów dostaw. Duże firmy coraz częściej wymagają od swoich dostawców spełniania określonych standardów środowiskowych, co skłania kolejne przedsiębiorstwa do inwestycji w efektywność energetyczną i ograniczanie emisji.

– Angażujemy się w finansowanie projektów o różnej skali. Z jednej strony wspieramy przedsięwzięcia mające znaczenie dla całej gospodarki. Z drugiej strony widzimy dużą wartość w projektach lokalnych, które zwiększają niezależność energetyczną

publicznego, energetyki czy dużych przedsiębiorstw. Coraz większe znaczenie będą miały inwestycje sektora MŚP, ale też samorządów, rolników czy gospodarstw domowych. Banki rozwijają np. finansowanie biogazowni i mikrobiogazowni, które mogą zwiększać ich niezależność energetyczną.

Nie brakuje pieniędzy, brakuje bankowalnych projektów

Bankowcy zgodnie podkreślają, że choć jeszcze kilka lat temu pojawiały się obawy o dostępność kapitału na finansowanie transformacji energetycznej, dziś pieniędzy w bankach nie brakuje. Wyzwania leżą gdzie indziej. Problemem jest przede wszystkim to, czy inwestycje, które mają być finansowane, są wystarczająco przewidywalne i rentowne. Przy przedsięwzięciach planowanych na kilkanaście czy kilkadziesiąt lat trudno dziś zagwarantować stabilność warunków, w jakich będą one funkcjonować.

– Z perspektywy banku projekt inwestycyjny musi generować przepływy pieniężne zapewniające obsługę długu – wskazują władze ING Banku Śląskiego.

Dużym wyzwaniem pozostaje więc tzw. bankowalność projektów. Chodzi szczególnie o inwestycje o długim okresie zwrotu, których rentowność zależy od przyszłych cen energii albo zmian regulacyjnych. Jeszcze trudniejsze są przedsięwzięcia wykorzystujące technologie będące dopiero na początku komercjalizacji. Dotyczy to m.in. części projektów wodorowych, technologii wychwytywania CO₂ czy głębokiej dekarbonizacji przemysłu ciężkiego. – Jako bank ostrożnie podchodzimy również do inwestycji, których rentowność w znacznym stopniu zależy od przyszłych, niepewnych regulacji – mówi Damian Jakowski, menedżer ds. odnawialnych źródeł energii w BNP Paribas.

Kluczowe sieci i stabilne zasady rynku energii

Na powodzenie transformacji wpływają jednak także bariery znajdujące się poza samymi projektami. Jedną z najważniejszych jest infrastruktura. Rozwój OZE wymaga nie tylko budowy nowych mocy, ale również rozbudowy sieci i możliwości przyłączania kolejnych instalacji. Bez odpowiednich inwestycji sieciowych część przedsięwzięć może nie dojść do etapu realizacji, nawet jeśli ma uzasadnienie ekonomiczne.

Znaczenie ma również organizacja rynku energii. Inwestorzy potrzebują przewidywalnych zasad sprzedaży energii i mechanizmów ograniczających ryzyko związane z wahaniami cen. W przypadku największych projektów, takich jak offshore, magazyny energii czy przyszłe inwestycje jądrowe, szczególnie znaczenia nabierają rozwiązania stabilizujące przychody, m.in. kontrakty różnicowe.

Jak podzielić ryzyko?

Część ryzyka związanego z realizacją projektów transformacyjnych trudno pozostawić wyłącznie po stronie banków i inwestorów. Dlatego potrzebne są instrumenty publiczne, które pozwolą je ograniczyć i jednocześnie przyciągnąć prywatny kapitał. Jak wyliczają przedstawiciele Banku Pekao, w przypadku części projektów szczególnie istotną rolę mogą odgrywać gwarancje publiczne, finansowanie mieszane (blended finance) oraz mechanizmy podziału ryzyka z udziałem instytucji publicznych i międzynarodowych.

– Takie rozwiązania nie muszą zastępować finansowania bankowego. Ich rolą powinno być przede wszystkim ograniczenie ryzyka tam, gdzie jest ono zbyt wysokie lub trudne do zaakceptowania wyłącznie przez sektor prywatny – dodają przedstawiciele PKO BP.

ROZMOWA

Będziemy aktywnie uczestniczyć w transformacji energetyki

MATERIAŁ POWSTAŁ
WE WSPÓŁPRACY Z ING BANKIEM ŚLĄSKIM**Jak pan ocenia tempo transformacji energetycznej polskich przedsiębiorstw energetycznych na tle innych krajów Europy Środkowo-Wschodniej?**

Bardzo dużo robimy jako Polska w zakresie transformacji energetycznej. Zarówno polskie grupy energetyczne, jak i inwestorzy krajowi oraz międzynarodowi inwestują ogromne pieniądze w nowe, już niewęglowe źródła wytwarzania energii elektrycznej. Ale Polska startuje też z innego punktu w porównaniu z innymi krajami regionu. Mamy nadal bardzo duży udział mocy wytwórczych opartych na węglu, relatywnie niewiele gazu i brak atomu. Szybko rosnące odnawialne źródła energii, czyli tzw. OZE, choć coraz bardziej przewidywalne, są wciąż jednak zmiennopogodowe i wymagające stabilizacji. Potrzebujemy więc magazynów energii. Nasz miks energetyczny wymaga dalszej zmiany w kierunku źródeł nisko- i zeroemisyjnych, a polskie sieci znacznych inwestycji, zarówno odtworzeniowych, jak i ich rozbudowy. Zakładane kwoty dalszych nakładów inwestycyjnych są ogromne – zgodnie z założeniami scenariusza ambitnego (WAM) KPEiK to 120 mld euro na wytwarzanie oraz prawie 80 mld euro na sieci przesyłowe i dystrybucyjne w perspektywie dekady, tj. do 2035 r. To ogromne wyzwanie nie tylko dla energetyki jako inwestora, ale też dla wszystkich wykonawców robót i dostawców komponentów, a wreszcie banków, które współfinansują transformację.

Jaką rolę transformacja energetyczna odgrywa dziś w strategii ING Banku Śląskiego – czy to już główny filar biznesu, czy wciąż rosnący segment?

ING, będąc jednym z największych banków w Polsce, działa w wielu dziedzinach gospodarki. Energetyka jest jednym w ważniejszych dla nas, rosnących sektorów. W naszej dziesięcioletniej strategii „ING. W rytmie życia”, ogłoszonej w listopadzie 2025 r., transformacja energetyczna odgrywa bardzo ważną rolę, będąc jednym z filarów wzrostu Wholesale Banking – obszaru banku odpowiedzialnego za współpracę z największymi krajowymi i międzynarodowymi firmami. Chcemy aktywnie uczestniczyć w zmianie energetyki w Polsce, również dlatego, że wierzymy, iż jest to z korzyścią dla naszego kraju.

Jak duży udział w portfelu ING Banku Śląskiego stanowi obecnie finansowanie projektów energetycznych i jak ta proporcja zmieniała się w ostatnich latach?

Nasz portfel kredytów dla sektora energii stanowi obecnie około 10 proc. portfela pionu Wholesale Banking i jest w znacznym stopniu skoncentrowany na finansowaniu odnawialnych źródeł energii. Rośnie on nieprzerwanie od kilku lat, w miarę realizowania kolejnych projektów OZE zarówno lądowych, jak i morskich, które wymagają bardzo długiego finansowania. W horyzoncie naszej strategii „ING. W rytmie życia” zakładamy podwojenie aktywów kredytowych Wholesale Banking. Wzrost

Rozwój OZE, magazynów energii i sieci wymaga ogromnego kapitału – podkreśla **Robert Dąbrowski**, dyrektor Departamentu Energii ING Banku Śląskiego.



MAT PRAS.

wolumenu kredytów finansujących transformację energetyczną Polski z pewnością będzie znacznie wyższy. Ale nasza oferta nie kończy się na udzielaniu finansowania. Czerpiemy i opieramy się na doświadczeniach Grupy ING. Jako ING oferujemy naszym klientom szeroki zakres doradztwa przy nabywaniu i zbywaniu (tzw. M&A), strukturyzowaniu i pozyskiwaniu optymalnego finansowania dla różnorodnych projektów,

Jakie są dziś największe bariery dla finansowania projektów OZE i sieci energetycznych w Polsce – regulacyjne, sieciowe (przyłączenia) czy rynkowe?

Jasne, stabilne, przewidywalne i przyjazne inwestorom regulacje zawsze zachęcają do inwestowania, szczególnie w przedsięwzięcia energetyczne, które mają bardzo długi okres zwrotu. Banki wraz ze swoim finansowaniem pojawiają się w projektach inwestycyjnych

długo, liczona jest w latach i w naturalny sposób ogranicza dopływ nowych projektów na rynek.

Które segmenty transformacji energetycznej (fotowoltaika, wiatr, magazyny energii, sieci przesyłowe, wodór) ING ocenia dziś jako najbardziej atrakcyjne inwestycyjnie, a które wciąż budzą największe ryzyko?

Rynek energii jest bardzo dynamiczny. To, co dzisiaj wydaje się bardzo atrakcyjne, może okazać się trudne w niedługim czasie. Jak wspominałem wcześniej, inwestycje w energetyce mają charakter długoterminowy i wymagają długoterminowego finansowania. Dlatego ważne jest, aby finansowanie było ustrukturyzowane w sposób bezpieczny dla inwestora oraz dla banku współfinansującego projekt z pieniędzy powierzonych mu przez jego klientów. W ING do każdego projektu podchodzimy indywidualnie, oceniając jego tzw. bankowalność, czyli możliwość pozyskania długu przez kredytobiorcę realizującego dany projekt. Analizując zdolność do obsługi zadłużenia przez projekt, patrzymy na nią w długim

horyzoncie oraz oceniamy wpływ różnych scenariuszy, w tym zmian rynkowych, wyznaczając bezpieczny poziom zadłużenia danego projektu. Pomagamy naszym klientom w optymalnym przygotowaniu projektu od strony finansowej.

Jakie instrumenty finansowe – kredyty zielone, obligacje ESG, project finance – bank najczęściej stosuje przy finansowaniu dużych projektów OZE w Polsce?

Wybór najwłaściwszego instrumentu finansowania danego projektu zależy od kilku czynników, w tym jego wielkości i struktury (jedna instalacja/kilka

”

Faza przedinwestycyjna niestety trwa długo, liczona jest w latach i w naturalny sposób ogranicza dopływ nowych projektów na rynek

instalacji, jedna technologia/różne technologie), etapu jego zaawansowania (budowa/produkcja energii), a wreszcie modelu działania, preferencji oraz możliwości finansowych samego inwestora. Na polskim rynku często spotykane jest finansowanie w formule projektowej (tzw. project finance), szczególnie gdy obejmuje etap budowy. Jego formuła ogranicza odpowiedzialność inwestora za projekt, przenosząc dużą część ryzyka projektu na bank finansujący. To finansowanie jest jednak złożone i czasochłonne. Innym modelem, wykorzystywanym przez znaczących graczy rynkowych, jest finansowanie lub refinansowanie dużego portfela (czasem zróżnicowanego) instalacji OZE, dające pewną elastyczność w porównaniu z klasycznym project finance. Inni z kolei pozyskują finansowanie bilansowe, o charterze korporacyjnym, finansując lub refinansując swoje aktywa OZE-owe przy użyciu zielonych kredytów czy zielonych obligacji. Jako ING mamy duże doświadczenie we wszystkich tych formułach finansowania. Chętnie doradzamy naszym klientom w wyborze najlepszego rozwiązania i pomagamy w jego organizacji.

Jak duże znaczenie w rozmowach z klientami mają dziś umowy PPA (Power Purchase Agreement) i czy bank aktywnie doradza przy ich strukturyzowaniu?

Długoterminowe umowy na zakup energii elektrycznej z instalacji OZE, czyli tzw. PPA, mogą stanowić dobrą formę wsparcia projektów OZE, poprawiając ich bankowalność. Oczywiście pod warunkiem ustalenia odpowiednich zapisów umownych i zabezpieczeń dla stron kontraktu. W ING posiadamy duże doświadczenie z tego typu umowami i chętnie wspomagamy inwestorów w rozmowach o ich warunkach.

” W naszej dziesięcioletniej strategii transformacja energetyczna odgrywa bardzo ważną rolę, będąc jednym z filarów wzrostu

instalacji OZE, hybrydowych, magazynów energii, przy uwzględnieniu rodzaju, specyfiki i wielkości projektu. Pomagamy zabezpieczać ryzyko stopy procentowej oraz kursu walutowego. Prowadzimy rachunki bankowe projektów, dostarczając usługi płatnicze i agencyjne. Udzielamy gwarancji, jeśli pakiet finansowania projektu tego wymaga.

zwykle na etapie rozpoczęcia ich budowy, kiedy inwestorzy zaczynają ponosić duże nakłady kapitałowe, w znacznej części finansowane właśnie przez banki. Rozpoczęcie budowy kończy okres przygotowania projektu, zamykając fazę przedinwestycyjną, czyli tzw. developmentu, pełną formalności, ustaleń, uzgodnień i zbierania pozwoleń. Ta faza przedinwestycyjna niestety trwa

GOSPODARKA

Bez tańszej energii polski biznes nie podola konkurencji

W najbliższych latach utrwać się będzie zależność kondycji polskiej gospodarki od cen energii. Bez tańszych, zielonych źródeł nie będziemy w stanie zadbać nie tylko o komfort życia Polaków, ale też o konkurencyjność krajowego przemysłu.

MONIKA BORKOWSKA

W rządowej strategii rozwoju Polski do 2035 roku założono, że model gospodarczy powinien zmierzać w kierunku wytwarzania dóbr i usług o wysokiej wartości dodanej. Polska gospodarka nie może już dziś konkurować niskimi kosztami pracy, musi szukać nowych przewag. Wśród nich są innowacyjność oraz jakość.

Te cele stawiają przed sobą również inne kraje Unii Europejskiej. Europa traci dystans do najbardziej rozwiniętych gospodarek, Stanów Zjednoczonych i Chin. Tam przemysł ma się bardzo dobrze, wdrażane są na dużą skalę innowacyjne rozwiązania, opracowywane są nowe technologie. Od kilku lat mówi się głośno, że również Stary Kontynent powinien zadbać o swoją pozycję.

Czerwona lampka dla Europy

Mocnym impulsem ku temu był słynny raport Mario Dragiego, byłego szefa Europejskiego Banku Centralnego – „Przyszłość europejskiej konkurencyjności”. Draghi w 400-stronowej analizie z 2024 roku zauważył, że od 2000 roku dochód rozporządzalny na osobę wzrósł w Stanach Zjednoczonych dwa razy bardziej niż w Unii Europejskiej. Europa nie wykorzystwała też szansy, jaką przyniosła rewolucja technologiczna. I nie chodzi tu o brak potencjału, a o decyzyjność, ograniczoną skłonność do ryzyka i problemy z komercjalizacją projektów. Autor materiału wskazał, że by wyjść z tej pułapki, trzeba postawić na innowacyjność, dekarbonizację i zwiększenie konkurencyjności oraz na bezpieczeństwo.

Polska mierzy się z podobnymi wyzwaniami co pozostali członkowie Unii. Model gospodarczy kraju uległ zmianom. Lata temu przewagą były niskie koszty pracy, dziś pod tym względem nie różnimy się aż tak od krajów zachodniej Europy. Teraz o atrakcyjności dla inwestorów i o potencjale lokalnego przemysłu decyduje głównie dostęp do stabilnej, niskoemisyjnej energii. Dlatego tak ważne jest, by uniezależnić się od wahań cen związanych z geopolitycznymi wstrząsami i w jak największym stopniu zapewnić sobie samowystarczalność, pozyskując na terenie kraju energię w akceptowalnej cenie. Skuteczność i efektywność transformacji polskiej energetyki przesądzi nie tylko o komforcie życia mieszkańców i jakości powietrza, ale też o perspektywach ekonomicznych kraju.

Przyszłość krajowej energetyki upłynie pod znakiem transformacji. Światowe zawierowania skłaniają do pytań o tempo i kierunek działań. Po pandemicznych latach rynkami wstrząsnęła wojna, jaką Rosja rozpętała w Ukrainie,



Wiele firm bierze sprawy w swoje ręce – budują własne zielone źródła, by zagwarantować sobie dopływ taniej energii

a następnie konflikt na Bliskim Wschodzie. Początkowo pojawiły się opinie, że transformacja może zostać odłożona na „lepsze” czasy ze względu na wysokie koszty, które w dobie rynkowej niepewności i zagrożenia zostały uznane za zbyt duże ryzyko. Szybko jednak okazało się, że transformacja to również gra o bezpieczeństwo kraju i uniezależnienie od importu surowców. Rozwój zielonych źródeł oznacza niższe wydatki na zakup węgla, ropy czy gazu. Z kolei rozproszenie źródeł i zastąpienie jednego dużego bloku wieloma drobnymi, w dobie geopolitycznych zawirowań, to mniejsza podatność na potencjalne uszkodzenie systemu.

Mimo ciągłych opóźnień w przyjmowaniu strategii sektorowych zmiany postępują. Udział odnawialnych źródeł energii w systemie rośnie. W czerwcu 2025 roku po raz pierwszy odnotowano wyższą produkcję energii z OZE niż z węgla. Współczynnik wykorzystania bloków węglowych notuje najniższe poziomy od

dekad. Rośnie znaczenie magazynów energii. Systematycznie spada emisyjność sektora energetycznego, mimo że PKB rośnie. Kluczowym elementem systemu w przyszłości ma być atom. Trwają prace przygotowawcze do budowy pierwszej elektrowni atomowej w Polsce. Rządowy plan przewiduje, że w drugiej połowie lat 30. to źródło zapewni 40 TWh energii wytwarzanej w podstawie systemu dzięki wybudowanym pierwszym dużym blokom i małym reaktorom modułowym (SMR). Przy czym zaznaczyć trzeba, że harmonogram budowy elektrowni jądrowych zazwyczaj się opóźnia. Zanim pojawi się energia z atomu, dużą rolę do odegrania będzie miał gaz ziemny, którego spalanie wiąże się z niższymi emisjami niż w przypadku spalania węgla.

Wchodzimy w dekadę, w której stare bloki węglowe będą wycofywane ze względu na zużycie techniczne i koszty opłat związanych z emisjami. Sporo w tym obszarze dokonało się na przestrzeni ostatnich dekad.

Wydobycie węgla przez ostatnich 30 lat spadło w kraju aż o 70 proc., ale i tak Polska, obok Niemiec i Czech, znajduje się wśród największych producentów i konsumentów węgla w Unii Europejskiej. O ile w Niemczech całkowity udział węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej wynosi 20 proc., a w Czechach 36 proc., o tyle w Polsce jest to wciąż ponad 50 proc. Mamy więc sporo do nadrobienia. Wszyscy planują dalsze ograniczanie spalania węgla, tyle że Polska jest w swoich deklaracjach mniej ambitna od sąsiadów. Niemcy pożegnają się z surowcem do 2038 r., Czechy do 2033 r., tymczasem Polska postawiła sobie za cel rok 2049.

Przemysł musi zostać w kraju

Wysoki udział paliw kopalnych oznacza wyższe rachunki za prąd, co dla energochłonnych sektorów gospodarki, jak hutnictwo, chemia czy produkcja nawozów, oznacza ryzyko utraty konkurencyjności.

Jeśli sytuacja nie ulegnie poprawie, firmy będą przenosić się do krajów, gdzie ceny energii są niższe. Dlatego tak ważne jest budowanie odpornych warunków do rozwoju biznesu na miejscu.

Tymczasem firmy przemysłowe, które zużywają duże ilości energii, płacąc wyższe rachunki niż przedsiębiorstwa zachodnie, tracą konkurencyjność. Konieczne jest zadbanie o to, by mogły funkcjonować w bardziej sprzyjających warunkach. Ważne jest, by zapobiec „wyprowadzaniu” biznesu za granicę. Potrzebujemy sektora chemicznego, petrochemicznego, hutniczego, motoryzacyjnego, stalowego – w Polsce. To element bezpieczeństwa i budowy odporności gospodarczej. Przerwane łańcuchy dostaw związane z pandemią koronawirusa czy wojną uświadomiły, jak ważne jest posiadanie własnych możliwości wytwórczych. Poza tym w czasach wstrząsów geopolitycznych handel bywa wykorzystywany jak broń. Dlatego warto zadbać o to, by przemysł europejski,

w tym polski, miał się dobrze. Drogą do tego są przystępne ceny energii i ograniczenie konkurencji spoza Unii, co ma zagwarantować tzw. podatek węglowy (CBAM). Trwają też prace nad reformą EU ETS, które mają obniżyć koszty przemysłu z tytułu praw do emisji CO₂.

Wiele firm bierze sprawy w swoje ręce – budują własne zielone źródła, by zagwarantować sobie dopływ taniej energii. Ograniczając jednocześnie zużycie energii, poprawiając efektywność produkcji. Instalacja OZE w połączeniu z magazynem energii przynosi najlepsze efekty, umożliwia bowiem kumulowanie energii wtedy, gdy jej cena jest najniższa. Takie podejście przekłada się na ograniczenie kosztów związanych z konsumpcją prądu i jednocześnie umożliwia realizację wymogów ESG. To o tyle istotne, że wykazywanie się niskim śladem węglowym wymagane jest przy większości międzynarodowych kontraktów. Środków na finansowanie transformacji na rynku nie brakuje, pochodzą one m.in. z funduszy unijnych.

Liczy się local content

Ale wpływ transformacji na gospodarkę ma jeszcze inny ważny wymiar. Polskie firmy w coraz większym stopniu angażują się w realizację zadań inwestycyjnych jako wykonawcy czy podwykonawcy. Wdrażana idea local content ma wspierać krajowe podmioty w pozyskiwaniu nowych kontraktów w kluczowych segmentach gospodarki. Rozwój energetyki niskoemisyjnej może więc stać się jednym z ważniejszych impulsów dla krajowej gospodarki w kolejnych latach. W przypadku morskich farm wiatrowych mówi się o 40-proc. udziale polskich firm. A to oznacza, że przy wydatkach rzędu 270 mld zł w latach 2026–2040 około 110 mld zł trafiłoby do krajowych przedsiębiorców.

Ładowe wiatraki to kolejny sektor, który daje spore możliwości. W tym przypadku local content wynosi już około 60 proc. Spore nadzieje wiąże się też z rozwojem energetyki jądrowej. W tym przypadku założono udział krajowych firm na poziomie 40 proc. przy pierwszym reaktorze (45 proc. przy drugim i 50 proc. przy trzecim). Jak zauważono w Krajowym Planie w Dziedzinie Energii i Klimatu, przy nakładach inwestycyjnych sięgających ok. 223 mld zł krajowa gospodarka i rodzime przedsiębiorstwa mogą uzyskać w związku z projektem atomowym dodatkowo ok. 100 mld zł.

To szansa na zwiększenie skali działania i pozyskiwanie zleceń także poza granicami kraju. Poza korzyściami finansowymi taka ścieżka oznacza tworzenie nowych miejsc pracy w perspektywnych obszarach gospodarki, jest też impulsem do rozwoju innowacyjności i kompetencji.

Najbliższa dekada rozstrzygnie, czy Polska wykorzysta ten gigantyczny impuls inwestycyjny do wzmocnienia własnego potencjału wykonawczego i technologicznego, czy też pozostanie w tyle za europejskimi sąsiadami. Gra nie toczy się wyłącznie o niższe rachunki za prąd w przyszłości. Stawką jest gospodarcza niepodległość, odporność na kryzysy i silna pozycja kraju na mapie przemysłowej Europy. /©©

OPINIA

MAGDALENA KAMIŃSKA

prezes zarządu Energi



Znaczenie energetyki dla rozwoju gospodarki systematycznie rośnie, ale równocześnie coraz większy jest też stopień złożoności prowadzonych w sektorze działań. Wynika to z postępów transformacji energetycznej, która co jakiś czas przynosi sektorowi nowe zmiany i wyzwania. Spodziewać się można, że w 2027 roku jednym z kluczowych aspektów będzie zapewnienie odpowiedniego finansowania, które pozwoli grupom energetycznym dalej realizować swoje przedsięwzięcia w taki sposób, aby mogły utrzymać bezpieczny balans między skalą niezbędnych inwestycji a zachowaniem stabilności finansowej.

Po 2026 roku jednym z najważniejszych wyzwań dla energetyki będzie przełożenie

transformacji technologicznej na nowe modele działania. Kluczowe będzie przejście od samego gromadzenia danych do ich praktycznego wykorzystania – zarówno do lepszego prognozowania i zarządzania siecią, jak i przygotowania procesów biznesowych do wykorzystania danych z CSIRE. Równolegle rozwijać będą się nowe usługi i modele biznesowe, w tym usługi elastyczności i zarządzania popytem, pozwalające klientom aktywnie reagować na sygnały cenowe. Ważnym elementem tej zmiany będzie również rozwój magazynów energii, w tym magazynów integrowanych z OZE, które zwiększają elastyczność systemu, ograniczają redukcję generacji z odnawialnych źródeł i pozwalają lepiej wykorzystywać istniejącą infrastrukturę sieciową. Energetyka będzie więc stopniowo odchodzić od modelu opartego przede wszystkim na sprzedaży energii w kierunku aktywnego zarządzania energią, danymi i elastycznością po stronie klienta i systemu.

Grupa Energa aktywnie odpowiada na potrzeby i wyzwania transformacji ener-

getycznej, budując zdywersyfikowany, uzupełniający się model biznesowy. Z jednej strony rozwijamy OZE i będziemy ten kierunek kontynuować. Równolegle jednak chcemy też zapewnić mniej emisyjny od dotychczasowych bloków węglowych źródła sterowalne, które stabilizować będą pracę Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, zlokalizowane w Gdańsku, Grudziądzu i Ostrołęce. Przede wszystkim jednak kontynuujemy największy w historii naszego Operatora Systemu Dystrybucyjnego program inwestycyjny. Dzięki niemu nasza infrastruktura dystrybucyjna będzie w stanie sprawniej i bardziej elastycznie odpowiadać na potrzeby zmieniającego się systemu energetycznego i gospodarki, zapewniając bezpieczeństwo dostaw. Co więcej, dysponując siecią dystrybucyjną o procentowo najwyższym nasyceniu licznikami zdalnego odczytu – ma je już 98 proc. naszych odbiorców – chcemy dążyć do budowy coraz szerszego portfela usług i rozwiązań, które będą optymalnie wykorzystywać potencjał biznesowy zawarty w cyfryzacji i gospodarce opartej na danych. ■

masz pytanie,
wyślij e-mail do autorki

monika.borkowska@rp.pl

ROZMOWA

Bankowe finansowanie jest zależne od parametrów projektu

Obecnie największym ograniczeniem nie jest sam dostęp do kapitału, ale zdolność przygotowania projektów, które spełniają wymagania finansowe i inwestycyjne – mówi **Beata Frankiewicz-Boniecka**, dyrektor Departamentu Klientów Strategicznych w Banku Pekao SA.

MATERIAŁ POWSTAŁ
WE WSPÓŁPRACY Z BANKIEM PEKAO

Koszt polskiej transformacji energetycznej to setki miliardów złotych. Czy polski sektor bankowy ma wystarczające zdolności kapitałowe, by udźwignąć znaczącą część tych inwestycji?

Transformacja energetyczna Polski jest jednym z największych wyzwań inwestycyjnych w historii gospodarczej kraju. Skala potrzeb finansowych jest tak duża, że żaden pojedynczy segment rynku – ani banki komercyjne, ani sektor publiczny, ani inwestorzy prywatni – nie będzie w stanie samodzielnie sfinansować całego procesu.

Polski sektor bankowy ma znaczące możliwości finansowania projektów transformacyjnych, szczególnie w takich obszarach, jak OZE, efektywność energetyczna, modernizacja infrastruktury przedsiębiorstw czy inwestycje przemysłowe. Jednak projekty o strategicznym znaczeniu – takie jak energia jądrowa, duże farmy offshore czy rozbudowa sieci przesyłowych – wymagają modelu finansowania opartego na szerokiej współpracy i konsorcjum wielu instytucji.

Takie podejście jest standardem na świecie. Projekty jądrowe realizowane w USA, Korei Południowej czy Zjednoczonych Emiratach Arabskich pokazują, że pierwsze inwestycje w energię jądrową wymagają współpracy państwa, banków komercyjnych, instytucji eksportowych oraz inwestorów długoterminowych. Dobrym przykładem jest projekt Barakah w ZEA, gdzie państwo połączyło doświadczenie koreańskiego przemysłu ze wsparciem instytucji finansowych, aby zbudować pierwszą elektrownię jądrową w kraju, który wcześniej nie miał własnej historii tego typu energetyki.

Co dziś najbardziej ogranicza skalę finansowania transformacji energetycznej w Polsce – dostępność kapitału, poziom ryzyka projektów czy bariery regulacyjne i infrastrukturalne?

Obecnie największym ograniczeniem nie jest sam dostęp do kapitału, ale zdolność przygotowania projektów, które spełniają wymagania finansowe i inwestycyjne. Sektor bankowy jest gotowy finansować transformację energetyczną, jednak duże projekty wymagają przewidywalnego otoczenia regulacyjnego, stabilnych modeli przychodowych oraz odpowiedniego podziału ryzyka pomiędzy inwestora, państwo i instytucje finansowe.

Doświadczenia zagraniczne pokazują, że jednym z największych wyzwań przy pierwszych dużych projektach energetycznych jest ryzyko ich realizacji. W energetyce dotyczy ono przede wszystkim etapu budowy i dotrzymania harmonogramu, ale także wzrostu kosztów inwestycji oraz dostępności wykonawców na krajowym rynku.

Dlatego w projektach jądrowych na świecie stosuje się specjalne mechanizmy ograniczające ryzyko. W USA wykorzystano gwarancje Departamentu Energii, w Korei

silną rolę odegrały państwo i krajowy przemysł, natomiast w Europie rozwijane są modele kontraktów długoterminowych, zapewniających większą stabilność przychodów. W Polsce istotnym elementem będzie również rozwój infrastruktury towarzyszącej – przede wszystkim sieci elektroenergetycznych, magazynów energii oraz infrastruktury portowej niezbędnej dla rozwoju offshore.

A małe i średnie firmy – one również wykazują się aktywnością w procesach transformacyjnych?

”

Polski sektor bankowy ma znaczące możliwości finansowania projektów transformacyjnych

W przypadku sektora MŚP najważniejsze obszary finansowania obejmują instalacje fotowoltaiczne, poprawę efektywności energetycznej, modernizację parków maszynowych, termomodernizację oraz elektryfikację procesów produkcyjnych. Obserwowany trend jest zgodny z doświadczeniami innych krajów europejskich – przedsiębiorstwa coraz częściej traktują inwestycje energetyczne nie tylko jako element polityki klimatycznej, ale przede wszystkim jako sposób na ograniczenie kosztów działalności i zwiększenie swojej konkurencyjności.

W wielu krajach transformacja energetyczna stała się silnym impulsem modernizacyjnym dla przemysłu. Korea Południowa wykorzystala rozwój energetyki jądrowej do budowy własnego łańcucha dostaw, a Niemcy i Dania stworzyły silne sektory przemysłowe wokół energetyki wiatrowej. Podobna szansa stoi dziś także przed Polską.

Bank Pekao miał udział w finansowaniu dużych projektów morskich farm wiatrowych Bałtyk 2 i 3. Jakie wnioski z tej transakcji płyną dla banku w kontekście przygotowań do finansowania kolejnych inwestycji na Bałtyku?

To był kamień milowy zarówno dla polskiego sektora energetycznego, jak i rynku finansowego. Najważniejszy wniosek jest taki, że polski sektor bankowy ma kompetencje, by uczestniczyć w finansowaniu najbardziej złożonych projektów infrastrukturalnych. Realizacja takich przedsięwzięć wymaga jednak szerokiej współpracy wielu instytucji finansowych oraz odpowiedniego podziału ryzyka.

W praktyce oznacza to przede wszystkim finansowanie konsorcjalne z udziałem banków komercyjnych, instytucji rozwoju, a w wielu przypadkach także



MAT. PRAS.

międzynarodowych agencji wspierających eksport – ECA. Projekty realizowane na Bałtyku budują dziś ważne referencje dla kolejnych inwestycji, wzmacniając jednocześnie zaufanie inwestorów i instytucji finansowych.

Warto przy tym podkreślić, że rozwój offshore nie kończy się na samych farmach wiatrowych. Równolegle rośnie zapotrzebowanie na finansowanie portów instalacyjnych, infrastruktury przesyłowej, magazynów energii, statków serwisowych oraz przedsiębiorstw uczestniczących w całym łańcuchu dostaw. To właśnie ten szeroki ekosystem może w kolejnych latach stać się jednym z głównych obszarów rozwoju finansowania infrastrukturalnego.

Pekao wkracza w obszar energetyki jądrowej. Jakie mechanizmy finansowe i gwarancyjne są niezbędne, by banki komercyjne mogły uczestniczyć w finansowaniu atomu na dużą skalę?

Energetyka jądrowa staje się jednym z kluczowych filarów transformacji energetycznej w Europie. Potwierdzają to zarówno unijna taksonomia, jak i raport World Nuclear Association, wskazujący, że bez znaczącego zwiększenia mocy jądrowych osiągnięcie celów klimatycznych będzie znacznie trudniejsze. Dla sektora bankowego oznacza to, że finansowanie projektów jądrowych wpisuje się w długoterminowe wspieranie transformacji w kierunku gospodarki niskoemisyjnej.

Jednocześnie pierwsza elektrownia jądrowa w Polsce będzie przedsięwzięciem o wyjątkowej skali i złożoności. Doświadczenia międzynarodowe pokazują, że nawet najbardziej rozwinięte gospodarki nie finansują takich inwestycji wyłącznie kapitałem komercyjnym. Dlatego warunkiem szerokiego zaangażowania banków jest odpowiedni podział ryzyka pomiędzy państwo, inwestora i sektor finansowy.

Kluczowe znaczenie mają tu gwarancje Skarbu Państwa, wsparcie

”

W wielu krajach transformacja energetyczna stała się silnym impulsem modernizacyjnym dla przemysłu

agencji kredytów eksportowych, stabilny model przychodowy – na przykład kontrakt różnicowy – oraz udział międzynarodowych instytucji finansowych. Dopiero taki model pozwala bankom efektywnie angażować kapitał i uczestniczyć w finansowaniu projektów o wartości sięgającej dziesiątek miliardów euro.

Czy udział Banku Pekao jako agenta przy finansowaniu prac przygotowawczych do budowy elektrowni jądrowej zwiększa szanse banku na odegranie wiodącej roli przy organizacji finansowania etapu budowy?

Zaangażowanie już na etapie przygotowawczym ma przede wszystkim wymiar kompetencyjny. Projekty jądrowe należą do najbardziej złożonych przedsięwzięć infrastrukturalnych na świecie, dlatego doświadczenie zdobywane od początku procesu jest niezwykle cenne zarówno z perspektywy inwestora, jak i instytucji finansowych.

Doświadczenia z rynków zagranicznych pokazują, że banki uczestniczące w projekcie od jego wczesnego etapu często odgrywają później kluczową rolę w organizacji finansowania budowy. Finansowanie pierwszej polskiej elektrowni jądrowej będzie oczywiście miało charakter międzynarodowy. Nie należy oczekiwać, że pojedynczy bank, nawet największy, będzie ponosił znaczącą część ekspozycji. Bardziej prawdopodobny jest model oparty na konsorcjum banków krajowych i zagranicznych, z udziałem instytucji wielostronnych oraz agencji finansowania eksportu powiązanych z dostawcami technologii.

Rola Banku Pekao może obejmować nie tylko zapewnienie finansowania, ale również organizację procesu kredytowego, koordynację konsorcjum oraz wykorzystanie doświadczeń zdobytych przy finansowaniu największych projektów infrastrukturalnych w Polsce i regionie.

Jakie są największe wyzwania finansowe związane ze współfinansowaniem projektu jądrowego?

Największym wyzwaniem nie jest jeden konkretny czynnik, lecz kumulacja kilku rodzajów ryzyka charakterystycznych dla projektów typu first-of-a-kind, realizowanych w krajach rozpoczynających program jądrowy.

Po pierwsze, są to bardzo wysokie nakłady inwestycyjne i długi horyzont realizacji. Finansowanie obejmuje wieloletni okres budowy, podczas gdy zwrot z inwestycji pojawia się dopiero po uruchomieniu produkcji energii. Oznacza to konieczność zapewnienia długoterminowej stabilności finansowania.

Po drugie, istotnym wyzwaniem jest ryzyko budowy. Jednak, jak udowadnia koreański projekt Barakah, standaryzacja technologii, sprawdzony wykonawca i powtarzalność procesu mogą znacząco ograniczyć to ryzyko.

Po trzecie, niezbędny jest odpowiedni udział państwa. Energetyka jądrowa ma strategiczne znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego kraju, dlatego praktycznie wszystkie współczesne projekty realizowane są przy aktywnym wsparciu sektora publicznego. Rolą banków komercyjnych jest uzupełnienie tej struktury poprzez zapewnienie kapitału dłużnego oraz organizację finansowania konsorcjalnego.

Dla Polski oznacza to, że sukces programu jądrowego będzie zależał nie tylko od wyboru technologii, ale również od stworzenia stabilnego i przewidywalnego modelu finansowania, który pozwoli skutecznie połączyć kapitał publiczny, prywatny i międzynarodowy.

ANALIZA



Mimo wciąż obowiązującej restrykcyjnej ustawy odległościowej rząd zakłada wzrost **rozbudowy mocy w lądowej energetyce wiatrowej**

Modernizacja polskiej energetyki w cieniu kryzysów

Nierównowaga podaży i popytu w przypadku węgla, nadwyżki energii z OZE i problemy z rezerwą mocy do produkcji energii elektrycznej to największe bolączki polskiej energetyki w tym roku.

MONIKA BORKOWSKA
BARTŁOMIEJ SAWICKI

Lata 20. miały być czasem przyspieszonego rozwoju OZE i raptownie spadającego udziału węgla w produkcji energii elektrycznej. Proces postępuje, ale niespodziewane wstrząsy rynkowe hamują tempo zmian. Polska energetyka wchodzi właśnie w kolejny kryzys energetyczny. To węgiel może okazać się bezpieczną przystanią w chwili drastycznych wzrostów cen innych surowców energetycznych.

Tempo odejścia od węgla w Polsce na skutek mroźnej zimy i wojny na Bliskim Wschodzie znacząco spadło. Energii z polskiego „czarnego złota” produkujemy z roku na rok coraz mniej, ale jego udział w krajowym miksie nadal wynosi ponad 60 proc. Wpływ na wolniejsze tempo odejścia od węgla ma także mniejszy udział wiatru.

Węgiel broni pozycji w polskiej energetyce

Jak wynika z danych Polskich Sieci Elektroenergetycznych, zapotrzebowanie na energię w minionym roku spadło. Konsumpcja była niższa o 0,87 proc. względem roku poprzedniego. Krajowe zużycie energii elektrycznej wyniosło niespełna 167,5 TWh. Produkcja wyniosła nieco ponad 166,5 TWh, a import niecały 1 TWh. Polska była nadal importerm energii netto, ale import w porównaniu z 2024 rokiem spadł

o ponad połowę, a krajowa produkcja o niecałe 0,3 proc.

W miksie energetycznym zaobserwowano niewielkie zmiany. Najwięcej, bo niemal 70 TWh, czyli ponad 41 proc. produkcji, pochodziło z elektrowni na węgiel kamienny, a w ujęciu rocznym wytwarzanie w nich spadło tylko o 0,5 proc. Z kolei 20 proc. energii dostarczyły elektrownie na węgiel brunatny, które w ujęciu rocznym zanotowały spadek o 7 proc. W sumie z węgla pochodziło 61 proc. wyprodukowanej w kraju energii elektrycznej. Tymczasem w 2024 r. z węgla produkowano niecałe 63 proc.

Duże wzrosty odnotowano w energetyce gazowej, produkcja zwiększyła się o prawie 14 proc. Elektrownie gazowe dostarczyły ponad 11 proc. energii. Natomiast o 5 proc. spadła produkcja energii z wiatru. Udział farm wiatrowych w krajowej produkcji wyniósł ponad 14 proc. Zniżka nastąpiła mimo że moc w wietrze wzrosła z 10,6 GW w 2024 r. do 11,2 GW pod koniec 2025 r. Przyczyniły się do tego mniej korzystne warunki pogodowe. Produkcja z innych rodzajów OZE (głównie fotowoltaiki), za wyjątkiem elektrowni wodnych, wzrosła o 10 proc., przekraczając 11 proc. Moc zainstalowana w fotowoltaice wzrosła rok do roku z 21,3 GW do 25,5 GW. W sumie OZE, w tym hydroenergetyka, dostarczyły ponad 27 proc. krajowej produkcji.

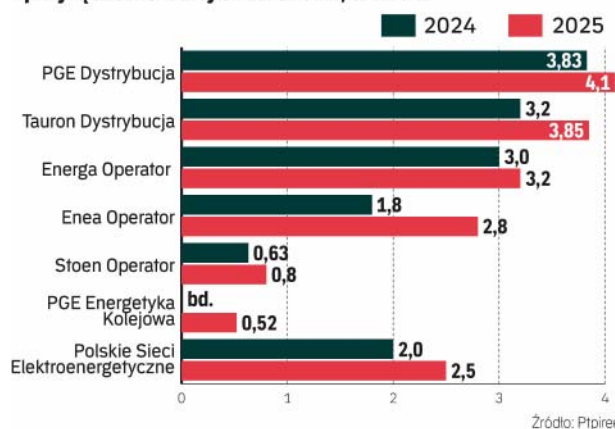
Mamy już dostępne dane za obecny rok. Widać tu spore zmiany wywołane m.in. wojną na Bliskim Wschodzie. W lipcu

(ostatnie dostępne dane) produkcja energii elektrycznej ogółem wzrosła o 5,31 proc. rok do roku, do 13,77 TWh. W okresie od stycznia do lipca zwiększyła się o 5,5 proc., do 102,8 TWh. Krajowe zużycie energii elektrycznej wzrosło o 0,77 proc. i w lipcu 2026 r. wyniosło 13,47 TWh. Narastająco, w okresie styczeń-lipiec, krajowe zużycie wzrosło o 4,03 proc. rok do roku, do 100,57 TWh. Produkcja z węgla (kamiennego i brunatnego) stanowiła w lipcu 53,5 proc. całości, zaś z OZE (tj. wodnych, wiatrowych i innych odnawialnych) 38 proc. Patrząc jednak za dane za pierwsze siedem miesięcy tego roku, udział węgla wynosił 60 proc., z czego 41 proc. z węgla kamiennego, a 19 proc. z węgla brunatnego. Podobnie jak w analogicznym okresie roku poprzedniego. Patrząc na przyrosty to produkcja z węgla kamiennego wzrosła o 9,5 proc. a z węgla brunatnego spadła o 2 proc. Z kolei z fotowoltaiki produkcja wzrosła o blisko 19 proc., a z wiatru na lądzie spadła o 8 proc. Produkcja energii z gazu wzrosła o 6,6 proc.

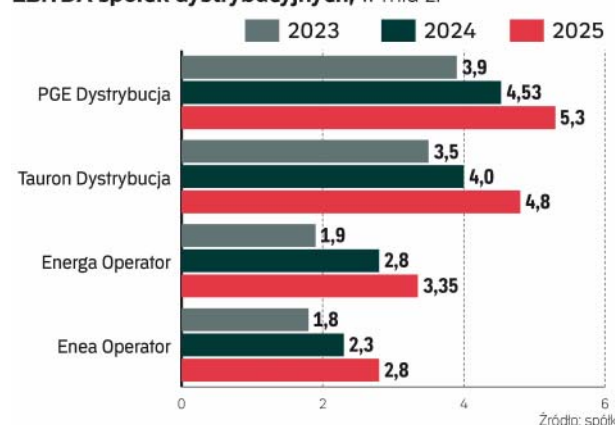
„Czarne złoto” nadal potrzebne

Przytoczone dane potwierdzają utrzymującą się mocną pozycję węgla w miksie energetycznym. Rola tego paliwa jest widoczna szczególnie w lipcu. Tradycyjnie to miesiąc, w którym wytwarza się duże ilości energii z OZE stabilizowane gazem. Tegoroczny

Wydatki operatorów sieci na modernizację, jej rozbudowę i przyłączenie nowych klientów, w mld zł



EBITDA spółek dystrybucyjnych, w mld zł



lipiec był wyjątkowy za sprawą wysokich cen błękitnego paliwa. Zamykający system energetyczny najdroższy zazwyczaj węgiel tym razem wcale nie był najdroższy. W efekcie produkcja energii elektrycznej z gazu spadła w pierwszym miesiącu wakacji aż o 20 proc., a z węgla kamiennego wzrosła o 6 proc.

Prezisi spółek elektroenergetycznych i ciepłowniczych na ostatnim Forum Ciepłowniów Polskich w Międzyzdrojach podkreślali, że tego lata wszyscy, którzy mieli taką możliwość, wybierali węgiel

zamiast gazu. Na początku roku nikt nie przewidywał takiego scenariusza, dlatego plany wydobywcze spółek górniczych nie były dostosowane do nagłej zmiany na rynku. Także Niemcy, mając ograniczone zapasy gazu, chętniej kupowali pochodzącą z węgla energię z Polski. Zapotrzebowanie na węgiel jest większe, a kopalnie starają się pospieszyć zwiększyć wydobycie, co jednak nie jest łatwe.

O rosnącej roli węgla dyskutowano podczas tegorocznego forum górniczego Future Mi-

ning Forum & Expo 2026. Minister aktywów państwowych Wojciech Balczun informował, że sytuacja geopolityczna jest wyzwaniem z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego. Potwierdził, że konieczne jest utrzymanie produkcji energii z węgla. – Ten rok pokazał, że komponent węglowy musi być, czy też ma szansę być większy, niż się spodziewaliśmy. Zwiększamy w tej chwili wydobycie w spółkach węglowych i wiemy, jakie jest zapotrzebowanie energetyki na węgiel jako element stabilizujący. Natomiast żeby to wszystko się udało, musimy cały czas konsekwentnie restrukturyzować spółki górnicze, poprawiać ich efektywność, bo mamy z tym wielki problem – przyznał.

Rosnące potrzeby węglowe potwierdzał także Łukasz Deja, prezes Polskiej Grupy Górniczej, największej firmy górniczej w kraju. Podkreślał on, że bieżący rok jest pod względem zapotrzebowania na surowiec zupełnie inny niż lata ubiegłe. – Jeszcze w grudniu zeszłego roku rozmowy z energetyką przebiegały takim duchem, że nie będzie potrzeba takiej ilości węgla, jaką zaplanowaliśmy. Dzisiaj wiemy, że węgiel energetyczny potrzebny jest dużo więcej – mówił. Spółka do końca tego roku wydobędzie ponad 1 mln ton węgla więcej niż planowała w grudniu. Prezes podkreślił, że w związku z dużym popytem na surowiec ze strony energetyki, zwały węgla, które jeszcze w grudniu zeszłego roku w PGG wynosiły ponad 2 mln ton, na koniec tego roku będą praktycznie bliskie zera.

W lipcu zapasy przy kopalniach wynosiły około 3 mln ton, jednak firmy energetyczne sporą część tego wolumenu już wykupiły. Firmy takie jak Tauron, Orlen, Enea oraz PGE przekonują, że mają wypełnione magazyny węgla i są gotowe na zimę, nawet jeśli będzie mroźna. Poza mrozem jednak wyzwaniem może być zwiększona produkcja energii w wyniku rosnącego eksportu. Włodarze Enei na ostatniej konferencji wynikowej przyznali, że w drugiej połowie roku sektor wytwarzania może pozytywnie kontrybuować do wyników grupy. Także Tauron widzi takie perspektywy.

Coraz więcej OZE i coraz więcej wyłączeń

Mimo wciąż obowiązującej restrykcyjnej ustawy odległościowej, rząd zakłada wzrost rozbudowy mocy w lądowej energetyce wiatrowej. Zgodnie z danymi Polskich Sieci Elektroenergetycznych z września tego roku, moc zainstalowana farm wiatrowych na 1 sierpnia 2026 r. wyniosła 11 557 MW. Przekłada się to na przyrost o 3,7 proc. w stosunku do stanu z 1 sierpnia 2025 r. Natomiast moc zainstalowana fotowoltaiki na dzień 31 lipca 2026 r. wyniosła 27 896 MW, co oznacza przyrost o 15,6 proc. w stosunku do stanu z 31 lipca 2025 r.

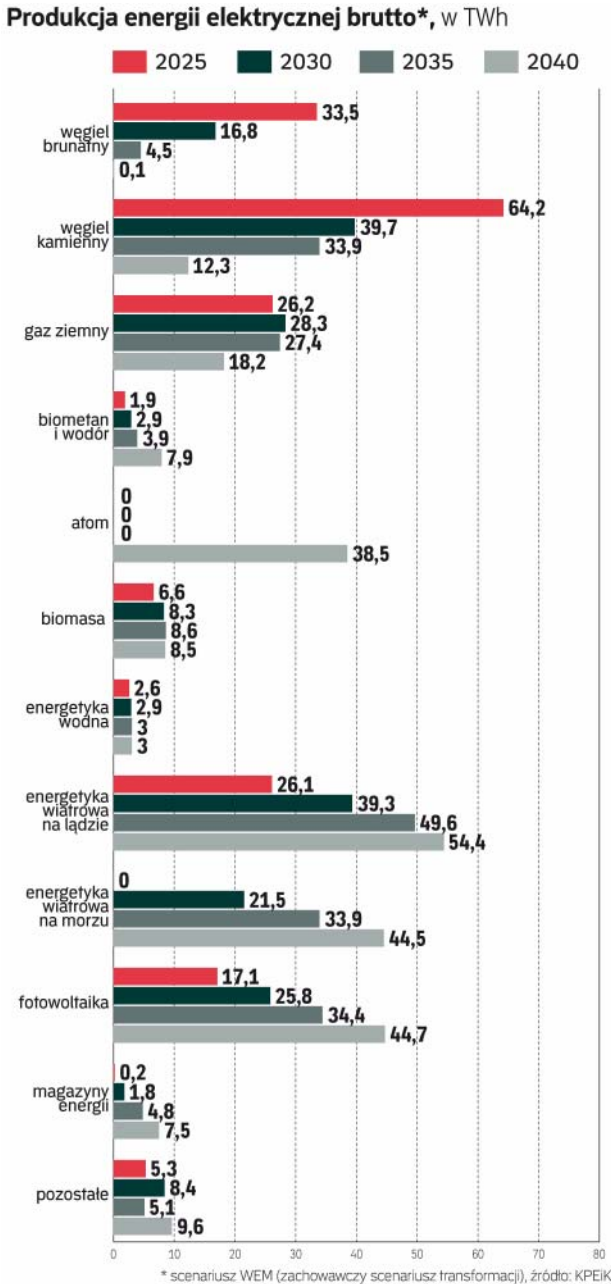
Z jednej strony pozwoliło to na wzrost produkcji energii z OZE i okresową obniżkę cen w środku dnia, z drugiej jednak narastał problem nadwyżek względem aktualnego zapotrzebowania, co skutkowało wyłączaniem instalacji. W sierpniu operator systemu przesyłowego był zmuszony do nierynkowego redysponowania jednostek wytwórczych OZE (curtailment) przez 197 godzin w trakcie 25 dni. Sytuację tę występowały głównie w godzinach południowych. Z danych Forum Energii wynika, że ograniczono generację 184,8 GWh energii elektrycznej. Z tego 155,1

GWh dotyczyło wielkoskalowych instalacji fotowoltaicznych (9,6 proc. potencjalnej produkcji), a 29,8 GWh – farm wiatrowych (1,8 proc. potencjalnej produkcji).

Od początku roku do końca sierpnia ograniczono produkcję o 1,6 TWh, co oznacza wzrost o 58,2 proc. względem analogicznego okresu 2025 r. W całym 2025 r. ograniczono niecałe 1,4 TWh. Skala ograniczeń w bieżącym roku już w lipcu przekroczyła poziom z całego roku 2025 r. Dla porównania w 2025 r. całkowita produkcja energii elektrycznej w Polsce wyniosła około 157 TWh. Z jednej strony PSE są zmuszone podejmować takie decyzje, by zachować równowagę między popytem a podażą energii, ale z drugiej strony wpływa to na spadek opłacalności zielonego biznesu w Polsce.

Jak tłumaczy operator, system musi być zbilansowany w każdej jednostce czasu. Jeżeli w danej chwili produkcja energii elektrycznej jest za niska albo za wysoka w stosunku do jej zużycia, może to doprowadzić do niekontrolowanych wyłączeń elementów systemu i w konsekwencji do awarii skutkującej przerwami w dostawach energii elektrycznej. PSE nie mogą dopuścić do sytuacji, w której podaż energii elektrycznej w systemie energetycznym jest wyższa od krajowego zużycia. Kiedy brak jest innych możliwych sposobów na zbilansowanie systemu energetycznego, operator wydaje polecenia redukcji pracy instalacji OZE.

Za takie wyłączenia przedsiębiorcom produkującym energię z OZE przysługują rekompensaty. Są one jednak bardzo niskie, bo liczone są od



rynkowych cen, które były na rynku w momencie podejmowania decyzji. Kiedy energii z OZE jest dużo, jej cena jest niska. Operator wypłacił rekompensaty za nierynkowe redysponowanie źródeł fotowoltaicznych (PV) oraz wiatrowych (FW) między 2023 a lipcem 2026 r. na łączną kwotę 105,5 mln zł. Co roku kwota ta jednak rośnie. W całym 2025 r. było to 25,4 mln zł, zaś tylko w siedmiu miesiącach tego roku – blisko 58 mln zł.

Pomogą magazyny energii?

W ostatnie wakacje trzy razy odnotowano brak wymaganej rezerwy mocy do produkcji energii. Problem najbardziej nasilił się w sierpniu, kiedy spadł poziom wód w polskich rzekach. Woda wykorzystywana jest przez niektóre elektrownie do chłodzenia bloków.

Tylko w sierpniu Polskie Sieci Elektroenergetyczne ogłosiły dwa okresy przywołania na rynku mocy. Sytuacja najgorzej przedstawiała się 6 sierpnia. Liczba godzin, w których przywołano rynek, wzrosła do czterech, a w krytycznym momencie rezerwa mocy potrzebna do bezpiecznej pracy systemu spadła poniżej 600 MW (4 sierpnia było to blisko 660 MW). Operator sięga po to narzędzie, by nie zabrakło mocy do produkcji energii. Z danych PSE wynika, że kilka bloków węglowych musiało ograniczyć pracę i dostarczyć mniej mocy do systemu. Chodziło o obiekty Enei w Połańcu i Kozienicach, gdzie temperatura zrztu wody przekracza dopuszczalne 35 stopni Celsjusza.

Przywołanie rynku mocy to sytuacja, kiedy wszystkie podmioty, które są objęte obowiązkami mocowymi wynikającymi z zawartych umów, muszą we wskazanym okresie dostarczyć odpowiednią moc do systemu. – Wytwórcy muszą ją przedstawić do dyspozycji operatora albo wprowadzić do sieci (w zależności od typu jednostki wytwórczej), a odbiorcy objęci umowami mocowymi muszą zredukować swoje zapotrzebowanie – wyjaśniają PSE.

Ustawa o rynku mocy została uchwalona pod koniec 2017 r. Ogłoszenie okresów przywołania na rynku mocy wynika z faktu, iż dostępna dla operatora nadwyżka mocy wytwórczych (ponad zapotrzebowanie odbiorców), była istotnie niższa niż wymagane dla bezpieczeństwa pracy systemu 9 proc. Uczestnicy rynku mocy otrzymują wynagrodzenie za pozostawanie w gotowości i realizację swoich obowiązków mocowych, gdy operator tego zażąda. Każdy z nas płaci za to w rachunku za energię w pozycji „opłata mocowa”. Całkowity koszt rynku mocy tylko w 2026 r. ma wynieść 9,9 mld zł i jest wyższy o 55 proc. w porównaniu z 2025 r. Z tej opłaty finansujemy nie tylko dalszą pracę potrzebnych bloków węglowych oraz gazowych, ale też powstające magazyny energii.

W okresach wiosenno-letnich, kiedy pojawiają się problemy z dostępnością rezerwy mocy do produkcji energii (zwłaszcza w godzinach popołudniowych i wczesnowieczornych), rozwiązaniem mogą być bateryjne magazyny energii. Jak tłumaczył prezes PSE Grzegorz Onichimowski, magazyny energii w naturalny

sposób będą gromadziły energię w godzinach, kiedy jest ona dostępna i będą ją oddawały do sieci w godzinach zwiększonego zapotrzebowania. – Najłatwiej to zobrazować na przykładzie fotowoltaiki – w godzinach wysokiego nasłonecznienia magazyny energii będą się ładować, zmniejszając jednocześnie zapotrzebowanie na redysponowanie rynkowe i nierynkowe (polecenia wyłączeń OZE wówczas, kiedy podaż przewyższa popyt na prąd – red.) po to, by oddać zgromadzoną energię w godzinach wieczornych. Ich aktywność na rynku może być wystarczającą do tego, by nie było konieczności ogłaszania okresu przywołania – informował.

Potencjał magazynów energii jest ogromny. Jak wynika z udestępnionych „Rz” danych PSE, moc osiągalna pierwszych magazynów energii, które korzystają z pomocy publicznej w formie rynku mocy, w 2027 r. ma wynieść ok. 170 MW, w 2028 r. blisko 2 GW, rok później niecałe 4 GW, a w 2030 r. nawet 5 GW. Magazynów może być jednak więcej dzięki mechanizmowi dotacyjnemu Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej ze środków Funduszu Modernizacyjnego. Pod koniec ubiegłego roku w ramach programu dofinansowano 171 inwestycji w bateryjne magazyny energii. Planowana łączna moc znamionowa to ponad 3,9 GW. Część projektów korzystała z obu mechanizmów wsparcia. Patrząc zatem na oba mechanizmy pomocowe, moc magazynów energii do 2029 r. może ostatecznie wynieść 5 GW, a w 2030 r. ponad 6 GW. /e/e

MATERIAŁ PARTNERA: ALVAREZ & MARSAL

Trzy niewiadome i jedna zmienna

Polska energetyka i przemysł wchodzi w dekadę rekordowych nakładów. O wynikach nie przesądzi trafność prognozy cen energii, lecz to, co przedsiębiorstwo jest w stanie rzeczywiście kontrolować.

Jeszcze niedawno koszty energii sprowadzały się do jednej liczby: średniej ceny rocznej. Dziś ta wielkość ma coraz mniejszą wartość informacyjną.

W kwietniu 2026 r. na hurtowym rynku energii odnotowano 100 godzin z cenami ujemnymi – najwięcej w historii. Jednocześnie wieczorne szczyty cenowe przekraczały 1,5 tys. zł/MWh. Od wprowadzenia 15-minutowego okresu rozliczeniowego ceny energii w obrębie tej samej godziny mogą różnić się nawet o kilkadziesiąt złotych. Nie jest to chwilowa anomalia, lecz efekt niewystarczającej elastyczności polskiego systemu elektroenergetycznego. W ciągu siedmiu miesięcy 2026 r. Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE) ograniczyły produkcję energii ze źródeł odnawialnych o 1,42 TWh, czyli więcej niż w całym poprzednim roku. W odpowiedzi PSE planują zainwestować w rozwój sieci w latach 2027–2036 około 66 mld zł.

Wartość aktywa wytwórczego zależy dziś od profilu produkcji i faktycznie uzyskanej ceny, a nie od średniej rocznej. Z kolei o wysokości rachunku odbiorcy przemysłowego decyduje nie tylko ilość zakupio-

nej energii, lecz także moment jej poboru.

Luka, która sama się nie zamknie

W drugiej połowie 2025 r. przeciętna cena energii dla przemysłu wynosiła w Polsce około 170 euro/MWh, wobec około 130 euro/MWh w Niemczech. Dla sektorów energochłonnych oznacza to słabszą pozycję kosztową wobec zagranicznych konkurentów działających na tym samym rynku.

Trwają prace nad mechanizmami osłonowymi: unijnym CISAF oraz krajowym instrumentem dla przemysłu energochłonnego na lata 2027–2030 z budżetem ok. 4,8 mld zł. Wsparcie będzie jednak warunkowe i obejmie jedynie część zużycia energii. Dlatego wyzwaniem będzie nie tylko jego uzyskanie, lecz także przygotowanie wcześniej gotowego portfela projektów oraz sprawnego procesu ich rozliczenia.

Trzy niewiadome w modelu biznesowym

Pierwszą jest elastyczność systemu. Im więcej źródeł zależnych od warunków pogodowych, tym większe zapotrzebowanie na moc regulacyjną i magazyny energii, a mechanizmy wyceny tych usług dopiero się kształtują. Drugą jest przyszłość energetyki węglowej. Po rezygnacji z koncepcji Narodowej Agencji Bezpieczeństwa



Potencjał optymalizacji bez nowych inwestycji zwykle wyczerpuje się w ciągu kilku lat

Energetycznego (NABE), która miała przejąć aktywa węglowe, docelowy model funkcjonowania pozostaje nierozstrzygnięty. Zdecydują o nim harmonogram wyłączeń bloków, ceny gazu oraz tempo realizacji programu jądrowego i rozwoju morskiej energetyki wiatrowej. Trzecią jest polityka klimatyczna. Komisja Europejska proponuje wolniejszą redukcję puli uprawnień do emisji CO₂ po 2030 r., a start ETS₂ przesunąć na 2028 r. Kierunek polityki pozostaje niezmienny, zmienia się jej tempo. Ostateczny kształt przepisów będzie zależał od negocjacji.

W praktyce oznacza to, że analiza oparta na jednej ścieżce cenowej jest dziś niewystarczająca. Powinna ona uwzględniać ograniczenia sieciowe, profil 15-minutowy oraz strukturę kontraktów, czyli

długoterminowe umowy zakupu energii (PPA), kontrakty różnicowe (CfD), rynek mocy i usługi elastyczności.

Zmienna pod kontrolą

Większe znaczenie mają jednak czynniki, na które przedsiębiorstwo ma wpływ. Dobrze ilustruje to opłata mocowa. W 2026 r. wynosi ona 219,4 zł/MWh w godzinach 7.00–21.59 dla odbiorców o zmiennym profilu poboru oraz 37,3 zł/MWh dla uprawnionych odbiorców energochłonnych o profilu spłaszczonym. Obniżenie tego kosztu nie wymaga nowych technologii, lecz wiedzy o tym, które procesy generują szczyty poboru. Na zmienności cen, w tym na okresach cen ujemnych, zyskają przedsiębior-

stwa, które potrafią przesunąć energochłonne operacje na godziny nadpodaży lub pokrywać zapotrzebowanie w godzinach wysokich cen z własnych magazynów i autokonsumpcji.

Wyzwanie nie ma jednak wyłącznie charakteru technicznego. W większości firm koszt energii nie ma jednego właściciela. Wymaga to pogodzenia interesów kilku obszarów: produkcja odpowiada za wolumen, utrzymanie ruchu za dostępność maszyn, a dział finansowy poznaje skutki dopiero na podstawie faktury. Finansowanie bywa wskazywane jako bariera transformacji, jednak coraz częściej istotniejszy okazuje się niedobór specjalistów i wybranych kompetencji. Gdy projekty sieciowe, jądrowe i morskie zaczną być realizowane rów-

nolegle, ograniczeniem szybciej niż kapitał może stać się dostępność wykonawców.

Kapitał wydaje się raz

Potencjał optymalizacji bez nowych inwestycji zwykle wyczerpuje się w ciągu kilku lat. Z kolei inwestycje realizowane bez uporządkowania procesów operacyjnych często prowadzą do przewymiarowania: magazynu energii dobrego do szczytu, którego można było uniknąć, lub mocy przyłączeniowej dostosowanej do profilu, który dało się spłaszczyć.

W warunkach, w których ani ceny, ani regulacje nie dają się wiarygodnie przewidzieć, przewagę zbudują przedsiębiorstwa skoncentrowane na czynnikach pozostających pod ich kontrolą. Należą do nich: planowanie i harmonogramowanie zużycia energii zgodnie z rytmem cen 15-minutowych, spłaszczanie profilu poboru w godzinach szczytu, magazyny energii i autokonsumpcja pozwalające obniżyć średni koszt zakupu, struktura kontraktów dopasowana do elastyczności zakładu oraz racjonalizacja nakładów inwestycyjnych poprzez wykorzystanie faktycznych danych o zużyciu energii w przedsiębiorstwie.

Firmy, z dobrze funkcjonującymi procesami zarządzania energią elektryczną w przedsiębiorstwie, staną się bardziej konkurencyjne i odporne na zmieniające się warunki rynkowe.

INFRASTRUKTURA

Inwestycja, nie koszt. Rozwój sieci to odpowiedzialne myślenie o przyszłości

Infrastruktura przesyłowa i dystrybucyjna to jeden z kluczowych czynników decydujących o sukcesie transformacji polskiej energetyki. Inwestycje w przesył i dystrybucję energii mogą pochłonąć nawet 400 mld zł.

MONIKA BORKOWSKA

Sieci muszą być doinwestowane, by były w stanie przyłączyć nowe źródła wytwórcze. Boom na fotowoltaikę, który obserwowaliśmy w ostatniej dekadzie, obnażył niedostatki systemu. W pewnym momencie pojawiły się problemy z przyłączaniem nowych źródeł.

Do tego zmienia się geografia krajowej energetyki. Dotychczas konwencjonalne jednostki wytwórcze skoncentrowane były w centralnej i południowej części kraju. Za sprawą morskich farm wiatrowych i elektrowni atomowej, które powstają na północy, sytuacja ulegnie zmianie.

Od inwestycji nie uciekniemy, tym bardziej że zużycie prądu będzie rosło. Elektryfikowane będą kolejne sektory gospodarki, w tym przemysł, transport i ciepłownictwo. Nie bez znaczenia dla popytu na energię jest rozwój cyfryzacji i sztucznej inteligencji. Zakładany jest też dalszy wzrost gospodarczy Polski, co oznacza wzrost zapotrzebowania na prąd. Polska wykazuje się w tej chwili wyraźnie niższym zużyciem energii na

osobę niż inne kraje. W 2023 r. w sektorze gospodarstw domowych zużycie na mieszkańca wyniosło poniżej 1 MWh, podczas gdy w Szwecji było to 3,8 MWh, a w Finlandii 4 MWh.

Zmiana na pozycjach w rachunku

Przed systemem przesyłowym i dystrybucyjnym stoi szereg wyzwań związanych z rozwojem energetyki rozproszonej, aktywnością prosumentów i społeczności energetycznych, rosnącym udziałem zielonych źródeł energii, a także postępującą cyfryzacją i automatyzacją.

Fundacja InStrat szacuje, że w scenariuszu wolnego rozwoju OZE na inwestycje w sieci do 2040 roku potrzeba będzie 330 mld zł. Jej eksperci podkreślają, że infrastruktura jest w dużej mierze zużyta i wymaga modernizacji, niezależnie od rozwoju nowych źródeł wytwórczych. Gdyby natomiast postawić na scenariusz ambitny, zakładający szybszy rozwój OZE, wydatki wzrosną o około 40 mld zł, do 370 mld zł. Think tank zaznacza, że dodatkowe

inwestycje i tak będą się opłacać, bo umożliwią przyłączenie większej liczby tanich źródeł energii, co ostatecznie wpłynie korzystnie na rachunki za prąd.

– W przyszłości na rachunkach zmieni się proporcja: dzięki tanim OZE spadnie udział wytwarzania energii, a większą część będą stanowiły koszty jej dostarczenia. Ważne, by zmiany te wiązały się ze sprawiedliwym i przejrzystym podziałem kosztów między odbiorców, co wymaga szczególnej uwagi przy procesie ustalania taryf – podkreśla Michał Grabka, kierownik programu badawczego Energia i Klimat w Fundacji InStrat, w raporcie „Sieci na miarę”.

Fundacja przekonuje, że mądre zaplanowanie prac pozwoli ograniczyć wydatki. Odpowiednie rozmieszczenie źródeł, magazynów energii oraz unikanie niepotrzebnego przewymiarowania sieci może przynieść ponad 100 mld zł oszczędności. I dodaje, że warto lokować dużych odbiorców energii bliżej północy Polski, tam, gdzie powstaje najwięcej energii z OZE, by zwiększyć konsumpcję prądu bliżej miejsca jego wytwarza-

nia. To częściowo rozwiąże problem przesyłu.

Revolucja na północy

Polskie Sieci Energetyczne planują wydać na rozwój sieci przesyłowych w latach 2027–2036 około 66 mld zł. Około dwie trzecie tej kwoty dotyczy projektów na północy Polski. Plan zakłada budowę 5 tys. kilometrów nowych linii 400 kV, 30 nowych stacji elektroenergetycznych, rozbudowę lub modernizację 110 istniejących stacji oraz przygotowanie się do odbioru energii z nowych źródeł znajdujących się na północy Polski (wiatraki na Bałtyku oraz w przyszłości elektrownia jądrowa w Choczewie).

Większość polskiej energetyki przenosi się na północ, co wymaga przeprojektowania systemu. Planowana jest budowa tzw. „energetycznej autostrady”, linii HVDC (wysokiego napięcia przesyłającej prąd stały), która połączy północną i południową część Polski. Pozwala ona bez większych strat przesyłać energię z Pomorza do południowych regionów kraju. Planowane jest też wzmocnienie sieci w północno-zachodniej i zachodniej Polsce.

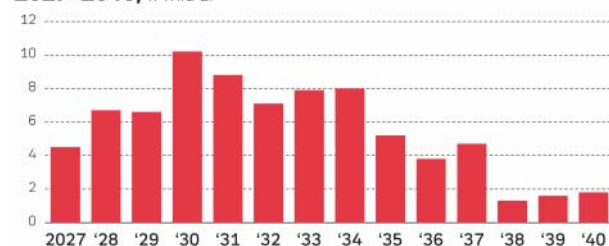
– Większość naszych stacji elektroenergetycznych, które znajdują się lub będą powstawać w północnej części kraju, będzie miała możliwość przyłączenia różnych źródeł. To będą nie tylko morskie farmy wiatrowe, ale także lądowe wiatraki, elektrownia jądrowa czy np. magazyny energii – informował podczas prezentacji projektu nowego planu rozwoju sieci przesyłowej na lata 2027–2036 prezes PSE Grzegorz Onichimowski.

Ogromne wydatki inwestycyjne czekają też operatorów sieci dystrybucyjnych, którymi prąd dociera do odbiorców końcowych. Polska Grupa Energetyczna zamierza wydać na dystrybucję do 2035 roku 75 mld zł, Tauron około 60 mld zł, Enea 41 mld zł, a Energa 40 mld zł. Wszystko po to, by można było przyłączyć nowe jednostki, by infrastruktura była niezawodna, odpowiadała nowym wyzwaniom i pozostała odporna na zagrożenia i cyberataki.

Magazyny wsparciem dla sieci

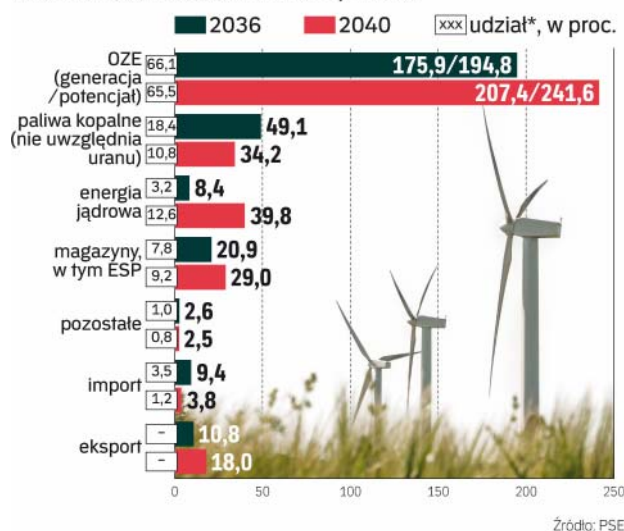
Rosnący udział OZE bywa dla operatorów ogromnym wyzwaniem. Produkcję ze źródeł odnawialnych, uzależnionych od warunków pogodowych,

Rozkład planowanych nakładów inwestycyjnych w latach 2027–2040, w mld zł



Źródło: Polskie Sieci Elektroenergetyczne (Plan rozwoju sieci przesyłowej na lata 2027–2036)

Symulowana struktura produkcji energii elektrycznej w KSE w roku 2036 oraz w 2040, TWh/rok



wych, cechuje wysoka zmienność i nieprzewidywalność. To dla sieci zupełnie nowa sytuacja – wcześniej ich praca opierała się na stabilnych i w pełni sterowalnych źródłach konwencjonalnych, które dostosowywały produkcję do bieżącego zapotrzebowania.

Elementem wspierającym przesył i dystrybucję są magazyny energii. Gromadzą one nadwyżki energii w godzinach szczytowej produkcji, zapobiegając konieczności przymusowego odłączania w tym czasie farm przez operatora. Magazyny stabilizują sieć, umożliwiając płynne bilansowanie podaży i popytu, a także zapobiegając utracie nadwyżek wyprodukowanej energii. Zgodnie z Polityką Energetyczną Polski magazyny będą jednym z istotnych elementów transformacji energetycznej kraju.

Magazyny wielkoskalowe zazwyczaj połączone są bezpośrednio z siecią przesyłową lub wysokich napięć, natomiast mniejsze – z siecią dystrybucyjną. Pierwsze zapewniają stabilność na poziomie systemu krajowego, drugie – na poziomie lokalnym. Oba rozwiązania uzupełniają się, przynosząc konkretne korzyści dla rynku. Operatorzy systemów dystrybucyjnych mogą dzięki magazynom ograniczać wydatki na rozbudowę infrastruktury. Poza tym budowa magazynów blisko miejsc zużycia pozwala uniknąć strat sieciowych. Z kolei operatorzy systemów przesyłowych zyskują narzędzie, które może błyskawicznie reagować na zakłócenia w systemie krajowym, zapewniając rezerwy mocy gwarantujące stabilność i elastyczność systemu.

Wyzwania technologiczne

Nowe czasy niosą nowe rozwiązania, nowe problemy, ale i nowe szanse do wykorzystania. Dziś nie można myśleć o przyszłości bez inteligentnych sieci Smart Grid. Dają one szereg możliwości – mogą sterować energią, jej produkcją i przepływem ze wsparciem sztucznej inteligencji. Na tego typu systemy składa się wiele elementów, od samej sieci i urządzeń elektrycznych po specjalistyczne aplikacje.

Prąd nie płynie dziś wyłącznie ze źródeł energii do odbiorców, ale i w drugą stronę, od prosumentów, którzy nie wykorzystują całości energii produkowanej w przydomowych instalacjach, do sieci. Smart Grid przynoszą szereg rozmaitych korzyści – między innymi umożliwiają natychmiastowe wykrywanie potencjalnych awarii i przewidują zużycie prądu, uwzględniając zachowania użytkowników, wykorzystywane przez nich urządzenia oraz pogodę, co ułatwia planowanie dostaw.

Efektywnie zarządzać energią pomagają inteligentne systemy pomiarowe. Ważnym elementem są liczniki zdalnego odczytu, które automatycznie przekazują dane o zużyciu energii do operatora sieci. Wyposażone są w szereg zaawansowanych funkcji, które mają zwiększyć bezpieczeństwo, komfort użytkownika i niezawodność urządzenia.

Pojawiają się też jednak poważne wyzwania. W erze cyfryzacji, automatyzacji i integracji źródeł rozproszonych zwiększa się liczba cyberataków. Zdarzają się między innymi ataki na systemy sterowania, infekowane są oprogramowania lub sprzęty, przejmowana jest kontrola nad małymi źródłami połączonymi z internetem. Zapobiegać temu mają przepisy prawne, przestrzeganie wymogów technicznych i odpowiednie procedury organizacyjne.

Modernizacja i rozbudowa sieci elektroenergetycznych to proces nieuchronny, stanowiący fundament bezpiecznej transformacji i strategicznej niezależności Polski. Choć kwoty sięgające kilkuset miliardów złotych mogą budzić obawy, należy postrzegać je nie jako obciążenie, lecz jako bezpośrednią inwestycję w stabilny rozwój gospodarki, odporność infrastruktury krytycznej na cyberzagrożenia oraz długoterminowe obniżenie kosztów energii. Nowe aktywa wytwórcze zero- i niskiemisyjne, nowoczesne linie przesyłowe, wielkoskalowe magazyny i cyfrowe technologie – wszystko to zdefiniuje polski system energetyczny na kolejne dekady. /©©

masz pytanie,
wyślij e-mail do autorki

monika.borkowska@rp.pl

OPINIA

GRZEGORZ ONICHIMOWSKI

prezes zarządu Polskich Sieci Elektroenergetycznych



MAŁE PRASE

Kluczowe jest zapewnienie bezpieczeństwa systemu w każdych warunkach i przy zachowaniu dyscypliny kosztowej. Dzięki rynkowi mocy, w tym aukcjom uzupełniającym, zapewniona będzie moc dyspozycyjna do 2028 r. W kolejnych latach wyzwaniem będzie nowy rynek mocy, który przetrzezie istnienie jednostek węglowych o jeszcze kilka lat. Bez rynku mocy znikną one z systemu, a potrzebujemy ich do czasu ukończenia nowych bloków węglowych i magazynów energii.

W dalszym horyzoncie transformacja to wprowadzenie zmian na nowo definiujących sposób działania systemu, sposoby, w jakie produkujemy, przesyłamy, magazynujemy i wykorzystujemy energię elektryczną. Naszym celem jako PSE jest osiągnięcie do 2035 r. gotowości Krajowego Systemu Elektroenergetycznego do bezpiecznej i stabilnej pracy w warunkach bezemisyjnego miksu energetycznego. Elektrownie węglowe i gazowe będą wykorzystywane do bilansowania KSE, ale nie będzie od nich uzależniona stabilność pracy sieci. Parametry techniczne będą mogły być zapewniane przez nowe zasoby, które pojawiają się w systemie. W perspektywie 2035–2040 moc zainstalowana OZE w Polsce sięgnie 100 GW, a udział energii wytwarzanej ze źródeł odnawialnych wzrośnie ponaddwukrotnie, do około 66 proc. Źródła odnawialne nie wymagają paliwa,

dlatego z punktu widzenia całej gospodarki racjonalne jest maksymalne wykorzystanie produkowanej przez nie energii. Odbiorca powinien mieć możliwość i ekonomiczną motywację, aby zwiększać zużycie wtedy, gdy energii jest dużo i jest ona tania, oraz ograniczać lub przesunąć pobór w okresach wysokich cen. Umiejętne wykorzystanie takiego otoczenia pozwala budować realną przewagę kosztową i konkurencyjną. Droga w tym kierunku zaczyna się od zdefiniowania potrzeb systemu, a potem określenia nowych produktów rynkowych. Przedstawimy je w mapie drogowej rynku energii elektrycznej, która będzie gotowa jeszcze w tym roku. Łączne szacowane nakłady na inwestycje planowane przez PSE do poniesienia w latach 2027–2036 to ok. 66 mld zł. Zdecydowana większość tych kosztów zostanie pokryta z taryfy, ale dużym wsparciem są środki UE, w tym Krajowy Plan Odbudowy. Dotychczas to ok. 12 mld zł. Na przykład stacja Choczewo kosztowała 530 mln zł z infrastrukturą towarzyszącą i w 100 proc. operator skorzystał ze środków z KPO. A to oznacza, że odbiorcy energii elektrycznej za tę inwestycję w taryfach nie zapłacą. Środki unijne służą nie tylko do budowy i modernizacji infrastruktury przesyłowej, ale także wzmocnienia jej odporności na nowe zagrożenia, które pojawiają się w naszym otoczeniu. Pracujemy nad strategią finansową, w której zakładamy korzystanie z finansowania zewnętrznego, bo realizację z własnych środków zawsze są najdroższe, a dodatkowo pozwoli to ograniczyć obciążenie odbiorców. Operator ma wielu chętnych do pożyczania, ale dopóki są pieniądze z KPO, korzystać z komercyjnego finansowania raczej nie będziemy. ■

STRATEGIE FIRM

MATERIAŁ POWSTAŁ
WE WSPÓŁPRACY Z PGE

W samym 2025 roku wydatki inwestycyjne pochłonęły ponad 11,5 mld zł, z czego największe pozycje zajmują: dystrybucja (ponad 4 mld zł), energetyka odnawialna (3,4 mld zł) i energetyka gazowa (1,5 mld zł). Przedstawiciele spółki zapowiadają, że w kolejnych latach na inwestycje będą wydawane coraz większe kwoty.

Na koniec zeszłego roku zainstalowana moc elektryczna w grupie wyniosła 19,2 GW, z czego w energetyce węglowej – 12,4 GW, odnawialnej – 2,7 GW, a gazowej – 1,4 GW.

Źródła OZE
ważą coraz więcej

OZE zyskują stopniowo na znaczeniu, w 2021 roku moc zainstalowana w segmencie energetyki odnawialnej wyniosła 2,3 GW, dziś to ponad 2,7 GW. Na aktywa segmentu składa się 21 farm wiatrowych, 68 elektrowni fotowoltaicznych, 29 elektrowni wodnych przepływowych i 4 elektrownie wodne szczytowo-pompowe.

Udział odnawialnych źródeł wzrośnie istotnie wraz z oddaniem morskich farm wiatrowych, które obecnie są w budowie. Najbardziej zaawansowanym projektem w Grupie PGE jest Baltica 2, morska farma wiatrowa o mocy ok. 1,5 GW, realizowana wraz z duńską firmą Ørsted. Ukończono już instalację wszystkich fundamentów turbin. Pierwszy prąd popłynie z niej w pierwszej połowie 2027 roku, z kolei pełne komercyjne uruchomienie nastąpi do końca 2027 roku. Baltica 2 dostarczy energię odpowiadającą zużyciu około 2,5 mln gospodarstw domowych.

Jednocześnie grupa planuje kolejne inwestycje na morzu. Zakładana jest budowa farmy Baltica 3 i Baltica 9+. Oba projekty, według założeń firmy, miałyby być gotowe do 2032 roku.

PGE Energia Odnawialna, należąca do Grupy PGE, wdrożyła niedawno system zarządzania portfelem odnawialnych źródeł monitorujący bieżącą pracę farm wiatrowych i słonecznych. Pozwala on szybko reagować na zmieniające się warunki rynkowe i pogodowe. By skutecznie zarządzać produkcją, nie wystarczy obserwować samych instalacji. Równie ważne są dane rynkowe, prognozy i potrzeby Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Dzięki nowoczesnym technologiom opracowanym z uwzględnieniem potrzeb spółki wszystkie te czynniki podlegają bieżącej analizie. Zarządzanie energią z OZE staje się dzięki systemowi bardziej efektywne i wydajne.

OZE mają wiele zalet. Ich rozproszony charakter sprawia, że wyłączenie pojedynczej instalacji ma ograniczony wpływ na funkcjonowanie całego systemu. Są także coraz bardziej konkurencyjne kosztowo. Ich „paliwem” jest wiatr i słońce, a koszty technologii odnawialnych od lat systematycznie maleją.

Gazowe oblicze transformacji

Same odnawialne źródła nie wystarczą jednak, by zbudować energetykę przy-

PGE już dziś inwestuje w energetykę przyszłości

Transformacja krajowej energetyki to szansa dla polskiej gospodarki i odpowiedzialne myślenie o przyszłości. Z takiego założenia wychodzi Grupa PGE, planując przyszłe projekty. Firma realizuje plan inwestycyjny na dużą skalę, który opiera się na stopniowym przechodzeniu na odnawialne źródła energii.



Udział **odnawialnych źródeł energii** wzrośnie istotnie wraz z oddaniem morskich farm wiatrowych, które obecnie są w budowie

OPINIA

DARIUSZ
LUBERA

prezes zarządu PGE



MAT. PRAS.

Przez dziesięciolecia bezpieczeństwo dostaw energii opierało się na dużych źródłach konwencjonalnych. Obecne uwarunkowania gospodarcze, ekonomiczne, geopolityczne i ekologiczne wymagają innego podejścia do budowania bezpieczeństwa energetycznego państwa. U podstaw przyszłego systemu energetycznego znajdują się dwa filary: energetyka jądrowa oraz odnawialne źródła energii, uzupełnione magazynami energii. Takie połączenie źródeł wytwórczych pozwoli jednocześnie wzmacniać

bezpieczeństwo energetyczne kraju, utrzymywać konkurencyjność gospodarki, ograniczać jej emisyjność oraz dostarczać odbiorcom możliwie tanią energię. Ta zmiana już się dokonuje. Na Pomorzu powstaje pierwsza elektrownia jądrowa, a na Morzu Bałtyckim rosną morskie farmy wiatrowe, w tym największa z nich – budowana przez PGE i Ørsted farma Baltica 2 o mocy ok. 1,5 GW. Rośnie potencjał źródeł OZE na lądzie, a działające magazyny energii, czyli elektrownie szczytowo-pompowe, wkrótce uzupełnią jednostki baterijne, takie jak Magazyn Energii Żarnowiec, który niedługo zostanie podłączony do KSE, czy Magazyn Energii Gryfino, którego budowa rozpocznie się w ciągu kilku tygodni. Jednostki gazowe – takie jak działająca już elektrownia w Gryfinie, obecnie budowana w Rybniku oraz kolejne dwie jednostki, których

wykonawcy zostali już wybrani w przetargu – wzmocnią bezpieczeństwo i stabilność dostaw energii jeszcze przed zakończeniem budowy elektrowni jądrowej, zapewniając systemowi elektroenergetycznemu potrzebną elastyczność i sterowalność. Mylne jest jednak przekonanie, że już teraz można bezpiecznie zrezygnować z energetyki węglowej. Choć udział węgla w produkcji energii będzie stopniowo spadał, elektrownie węglowe pozostaną w kolejnych latach ważnym elementem bezpieczeństwa energetycznego Polski. Dlatego niezbędne jest zapewnienie im ekonomicznych podstaw funkcjonowania – poprzez rynek mocy lub inne rozwiązania – tak aby wspólnie z rozwijanymi nowymi źródłami tworzyły bezpieczny i stabilny system energetyczny tak długo, jak będą w nim potrzebne. ■

o mocy ponad 260 MW i pojemności około 980 MWh. Powstaje on w województwie pomorskim, blisko morskich farm wiatrowych i największej elektrowni szczytowo-pompowej Żarnowiec. Wartość projektu to 1,5 mld zł. Inwestycja zostanie oddana w drugim kwartale przyszłego roku, będzie to jedna z największych tego typu instalacji w Europie. Co ważne, baterie do magazynu pochodzą z Polski, wyprodukowane przez fabrykę LG Energy Solution Wrocław w Biskupicach Podgórnych pod Wrocławiem.

Rolę wielkoskalowych magazynów energii pełnią też elektrownie szczytowo-pompowe. Powstają między dwoma zbiornikami wodnymi – górnym i dolnym. Zasada ich działania polega na pompowaniu wody do górnego zbiornika w okresach niskiego zapotrzebowania na prąd (np. w nocy) oraz jej zrzucaniu i generowaniu energii elektrycznej w godzinach szczytowego obciążenia. PGE jest krajowym liderem w zarządzaniu tego typu obiektami. Do wchodzącej w skład grupy spółki PGE Energia Odnawialna należą elektrownie Żarnowiec, Solina, Porąbka-Zar i Dychów.

Dystrybucja
w fazie rozbudowy

Transformacja oznacza potrzebę dalszych inwestycji w rozwój sieci. Obszar dystrybucyjny PGE obejmuje 40 proc. powierzchni kraju. PGE Dystrybucja za pomocą 306 tys. km linii elektroenergetycznych dostarcza rocznie ponad 36 TWh energii elektrycznej do blisko 6 mln odbiorców. Dodatkowo PGE Energetyka Kolejowa Operator jest liderem budowy i utrzymania sieci trakcyjnej i elektroenergetyki kolejowej. Spółka dostarcza za pomocą ponad 18 tys. km linii elektroenergetycznych 4,4 TWh energii elektrycznej, głównie dla przewoźników kolejowych.

Infrastruktura musi być modernizowana, rozwijana i dostosowywana do dzisiejszych wymogów. Dlatego rozwój i unowocześnianie sieci stanowią jeden z kluczowych elementów działań Grupy PGE. Inwestycje w nowoczesne sieci, które obsługują rozproszone zielone źródła, są konieczne, by zapewnić bezpieczeństwo energetyczne kraju. PGE planuje budowę nowych linii i stacji, co zwiększy przepustowość sieci i poprawi jakość dostaw. Niezależnie od tego modernizowane będą istniejące elementy infrastruktury.

Nacisk kładziony będzie m.in. na rozwój inteligentnych sieci elektroenergetycznych, wykorzystujących zaawansowane technologie cyfrowe i specjalistyczne systemy zarządzania, by optymalizować efektywność, niezawodność i bezpieczeństwo dostaw prądu. Spółka bada m.in. wykorzystanie sztucznej inteligencji do wykrywania i usuwania zagrożeń w sieciach obsługujących dużą liczbę źródeł OZE.

Transformacja ma pomóc budować niezależność energetyczną kraju, wspierając konkurencyjność polskiego biznesu. Celem jest zapewnienie dostępu do energii elektrycznej, oferowanej po akceptowalnych cenach. Działania realizowane przez PGE wpisują się w politykę budowy odpornego, samowystarczalnego energetycznie kraju. Podejście takie wzmacnia krajowe kompetencje przemysłowe, zwiększa udział polskich przedsiębiorstw w realizacji strategicznych inwestycji energetycznych oraz sprzyja rozwojowi lokalnego łańcucha dostaw.

Magazyny – istotny
element układanki

Magazyny energii pozwalają efektywniej gospodarować zieloną energią. Dzięki nim nadwyżki energii kumulowane są, gdy prądu w systemie jest dużo i – co za tym idzie – gdy jest tani, a uwalniane zostają, gdy na rynku pojawia się deficyt energii. PGE ma ambitne plany rozwoju pojemności magazynowych. Inwestuje w wielkoskalowe magazyny baterijne jak Magazyn Energii Żarnowiec,

szłości. Potrzebne są jednostki, które ustabilizują system w sytuacji, gdy nie świeci słońce i nie wieje wiatr. Grupa PGE dysponuje dziś blokami węglowymi, które gwarantują stabilne dostawy energii w każdych warunkach. Węgiel pozostanie przez najbliższe lata częścią krajowego miksu, z czasem jednak moce węglowe będą się kurczyć. Z końcem sierpnia br. PGE zakończyła produkcję energii w Elektrowni Dolna Odra, z kolei we wrześniu br. pracę zakończył blok numer 5 w Rybniku. Na początku przyszłego roku spółka zamierza odłączyć kolejny ryb-

nicki blok, a wiosną 2028 r. dwa pozostałe.

Redukcja mocy jednostek węglowych nie może pozostać bez odpowiedzi. Zastępują je bloki opalane gazem, który jest paliwem przejściowym transformacji. Nowoczesne, wydajne i elastyczne gazówki zapewniają stabilne dostawy energii przy jednoczesnej niższej emisji niż ta, którą generują bloki opalane węglem. W Grupie PGE pracuje już elektrownia gazowo-parowa PGE Gryfino Dolna Odra o mocy 1,4 GW. Realizowany jest też szereg kolejnych projektów gazowych. Budowany jest m.in. blok gazowo-parowy CCGT

w Rybniku i bloki szczytowo-gazowe OCGT w Gryfinie oraz Rybniku. Firma planuje podobne projekty w pięciu kolejnych lokalizacjach.

Biorąc pod uwagę przyszły wzrost zapotrzebowania na paliwo gazowe, PGE zawarła umowę na korzystanie z usług pływającego terminala FSRU 2, który powstanie w rejonie Gdańska i rozpocznie działalność w 2030 roku. Przedstawiciele spółki podkreślają, że dzięki temu firma mogła importować LNG z całego świata, co zwiększy jej elastyczność operacyjną. Powstała już lista potencjalnych dostawców surowca, wkrótce

rozpoczną się rozmowy dotyczące kontraktów.

ENERGETYKA



Na koniec 2025 r. liczba przyłączonych mikroinstalacji przekroczyła 1,63 mln, a ich łączna moc osiągnęła niemal 13,8 GW

Cisi bohaterowie transformacji. Operatorzy przyspieszają

Blisko 18 mld zł wydały spółki dystrybucyjne oraz PSE na modernizację i przyłączenia nowych klientów w 2025 r. Wyzwań jest jednak coraz więcej, łącznie z tymi, które pozwolą na uniknięcie blackoutu.

BARŁOMIEJ SAWICKI

Na koniec 2025 roku kluczowi operatorzy odpowiadający za krwioobiegi transformacji energetycznej obsługiwali ponad 19,4 mln odbiorców energii elektrycznej. Łączna długość linii elektroenergetycznych wraz z przyłączami przekroczyła milion kilometrów, a liczba stacji elektroenergetycznych wyniosła ponad 286 tys. Infrastruktura sieciowa dostarczyła do odbiorców końcowych ponad 142 TWh energii elektrycznej. W 2025 r. odnotowano także dalszy wzrost liczby odbiorców przyłączonych do sieci elektroenergetycznej w Polsce o blisko 300 tys. w porównaniu z 2024 r., do poziomu prawie 19,5 mln.

– 2025 rok potwierdził, że operatorzy sieci dystrybucyjnych znajdują się dziś w centrum najważniejszych zmian gospodarczych i technologicznych. Dla Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE) to czas działania w pełnej skali – intensywnej pracy, odpowiedzialnych decyzji i szerokiej współpracy z partnerami rynku, administracją publiczną, regulatorem oraz środowiskiem eksperckim. Konsekwentnie angażowaliśmy się w inicjatywy, które wspierają rozwój nowoczesnej, odpornej i efektywnej energetyki – podkreśla Maciej Mróz, prezes zarządu PTPiREE.

Miliardy na sieci

Z najnowszego raportu towarzystwa wynika, że nakłady

inwestycyjne w sektorze elektroenergetycznym osiągnęły w 2025 r. rekordowo wysoki poziom. Polskie Sieci Elektroenergetyczne przeznaczyły na realizację zadań i zamierzeń inwestycyjnych ponad 2,5 mld zł, co oznacza wzrost o około 0,5 mld zł względem 2024 r. Jeszcze większą skalę inwestycji odnotowano w sektorze dystrybucji, gdzie łączne nakłady pięciu największych operatorów sieci dystrybucyjnych osiągnęły rekordowy poziom 14,7 mld zł. To o 2,2 mld zł więcej niż w roku poprzednim. Po uwzględnieniu – po raz pierwszy w tej statystyce – spółki PGE Energetyka Kolejowa Operator łączna wartość inwestycji wyniosła prawie 15,3 mld zł.

– Rok 2025 był okresem intensyfikacji inwestycji w infrastrukturę elektroenergetyczną. Zarówno PSE, jak i sektor dystrybucji znacząco zwiększyły poziom nakładów, wspierając modernizację oraz rozwój – czytamy w raporcie.

Z raportu wynika, że inwestycje operatorów systemów elektroenergetycznych osiągnęły w 2025 r. poziom prawie 17,8 mld zł. Nakłady obejmowały zarówno przyłączanie nowych odbiorców i źródeł wytwarzających, jak również modernizację istniejącej infrastruktury, zwiększanie przepustowości sieci oraz poprawę niezawodności dostaw energii. Istotnym elementem prowadzonych działań pozostaje kablownienie sieci. Na koniec 2025 roku udział linii kablowych w sieci średniego napięcia wzrósł do 32,7 proc., co potwierdza konsekwentną

modernizację infrastruktury i wzmacnianie jej odporności na zakłócenia.

W raporcie, jak co roku, podsumowano wydatki dystrybutorów. W tym zestawieniu najwięcej w 2025 r. wydała PGE Dystrybucja – blisko 4,1 mld zł. Dalej znalazły się Tauron Dystrybucja – 3,85 mld zł, Energa Operator – 3,2 mld zł oraz Enea Operator – 2,8 mld zł. W zestawieniu uwzględniono także Stoen Operator z wydatkami rzędu 0,8 mld zł, a także PGE Energetykę Kolejową, która wydała 0,52 mld zł. Zestawienie uzupełniają wydatki operatora sieci przesyłowej, który w ub. roku wydał ponad 2,5 mld zł na inwestycje.

Patrząc na liczbę klientów, Tauron Dystrybucja jest największą spółką dystrybucyjną z bazą klientów rzędu 6 mln, dalej PGE Dystrybucja (5,85 mln), Energa Operator (3,45 mln), Enea Operator (2,85 mln) oraz Stoen Operator (1,16 mln). W 2025 r. odnotowano dalszy wzrost liczby odbiorców przyłączonych do sieci elektroenergetycznej w Polsce – o blisko 300 tys. w porównaniu z 2024 r. – do poziomu prawie 19,5 mln.

Rosnąca moc OZE i magazynów energii

Na koniec 2025 roku liczba przyłączonych mikroinstalacji przekroczyła 1,63 mln, a ich łączna moc osiągnęła niemal 13,8 GW. Łączna liczba wszystkich przyłączonych odnawialnych źródeł energii wyniosła ponad 1,64 mln, natomiast ich moc – prawie 36,3 GW.

W 2025 roku do sieci przyłączono 90 tys. nowych mikroinstalacji, a ich łączna liczba przekroczyła 1,6 mln. Oznaczało to wzrost mocy zainstalowanej o około 1,1 GW, do niemal 13,8 GW na koniec roku. Utrzymał się także trend wzrostu mocy mikroinstalacji – średnia moc nowo przyłączanych jednostek wyniosła 11,5 kW, a średnia dla wszystkich mikroinstalacji osiągnęła 8,4 kW. Łącznie do sieci przyłączono prawie 4,3 GW nowych mocy OZE, co zwiększyło ich łączną moc w sieci OSD do ponad 36 GW.

Coraz większą rolę odgrywają również magazyny energii instalowane przez prosumentów. Do mikroinstalacji przyłączonych było ponad 120 tys. magazynów energii o łącznej mocy blisko 698 MW. Trend ten utrzymuje się – na koniec I półrocza br. było ich zainstalowanych ponad 149 tys. (o mocy ponad 852 MW), co wskazuje na rosnące znaczenie elastyczności systemu elektroenergetycznego oraz aktywnego udziału odbiorców w bilansowaniu sieci.

Raport wskazuje, że uzgodnione z prezesem URE plany rozwoju operatorów na lata 2026–2031 zakładają utrzymanie wysokiego poziomu inwestycji, szczególnie w obszarach związanych z rozwojem odnawialnych źródeł energii, magazynów energii, elektromobilności oraz przyłączaniem nowych odbiorców.

PTPiREE wskazuje w raporcie na ograniczenia, jakie stoją przed dystrybutorami w kolejnych latach. Chodzi o coraz mniej sprzyjające dla dystry-

butorów energii otoczenie taryfowe w perspektywie 2026 r. i na następne lata.

– Dyskusja o poziomie stawek toczyła się w realiach silnej presji na ograniczanie wzrostu opłat dla odbiorców końcowych, przy jednoczesnym istotnym wzroście części kosztów niezależnych od operatorów sieci dystrybucji (OSD) – podkreślono w raporcie.

Branżowa organizacja zwraca uwagę, że szczególne znaczenie miał bardzo duży wzrost opłaty mocowej – dla odbiorców stawki tej opłaty wzrosły średnio o ponad połowę, co dodatkowo zaostrzało oczekiwania dotyczące ograniczania zmian w pozostałych składnikach rachunku.

Mimo wymagającego otoczenia operatorom udało się utrzymać w kalkulacji taryf elementy o dużym znaczeniu dla ich zdolności inwestycyjnej.

– Dotyczy to uzasadnionych i godziwych poziomów WACC (średni ważony koszt kapitału), w tym utrzymania mechanizmu premii za reinwestowanie, a także dalszego wynagradzania inwestycji planowanych na rok taryfowy oraz nowego mechanizmu wynagradzającego inwestycje priorytetowe. Elementy te tworzą fundament bezpiecznej transformacji energetycznej po stronie sieci dystrybucyjnych – czytamy w raporcie.

Operatorzy apelują, że w ramach zmian w kształtowaniu taryf rozważanym kierunkiem powinien być bardziej adekwatny udział producentów energii w kosztach transformacji energetycznej. Chodzi o opłaty przyłączeniowe oraz opłatę za wprowadzanie

energii do sieci, zwłaszcza tam, gdzie przyłączanie nowych źródeł wymaga dużych nakładów na infrastrukturę dystrybucyjną. To oznaczałoby wyższe koszty po stronie producentów, np. zielonej energii.

Wyzwania przed operatorami

Autorzy raportu przywołują tu szczególnie doświadczenia blackoutu na Półwyspie Iberyjskim, który – jak twierdzą – pokazał, jakie ryzyka stoją przed systemami ze spadającą dostępnością mocy dyspozycyjnych.

Na podstawie wniosków z tego zdarzenia PSE przygotowały tzw. pakiet antyblackoutowy, czyli zbiór rekomendacji, których realizacja zapewni bezpieczną i stabilną pracę systemu w warunkach rosnącego udziału zasobów rozproszonych i zmniejszającej się roli dużych jednostek zarządzanych przez operatora systemu przesyłowego.

Trzon pakietu jest już realizowany poprzez ustawę sieciową, która porządkuje liczbę i tempo przyłączeń do sieci. Elementy pakietu antyblackoutowego znalazły się w nowej strategii PSE do 2040 roku, której głównym celem jest przygotowanie krajowego systemu elektroenergetycznego do pracy w warunkach bezemisijnego miksu.

PSE podkreślają, że oznacza to, iż źródła wykorzystujące paliwa kopalne będą niepotrzebne. Nadal będą one pracować, gdy będzie wymagało tego utrzymanie odpowiedniego bilansu. Nie będą jednak niezbędne do zapewnienia parametrów takich jak inercja, moc zwarciorowa czy bierna. Osiągnięcie tego celu jest planowane już na 2035 rok.

O roli węgla w takiej transformacji mówił kilka miesięcy temu prezes PSE, Grzegorz Onichimowski, a jego słowa brzmiały zwłaszcza dzisiaj szczególnie mocno.

– Elementem budowy odporności energetycznej państwa mogłoby być zatem „trzymanie z bronią u nogi” kilku bloków węglowych, aby przywracać je do pracy w razie potrzeby. Te bloki na co dzień byłyby poza systemem energetycznym, bo chodzi o ich uruchomienie w sytuacjach ekstremalnych – mówił w jednym z wywiadów w „Rzeczpospolitej”.

W podobnym tonie wypowiadają się prezesi Enei i PGE.

W 2025 roku został uruchomiony Centralny System Informacji Rynku Energii (CSIRE). Umożliwi on ujednolicenie procesów w detalicznym rynku energii, a także zbieranie i przetwarzanie danych pomiarowych według jednokowej metodologii. Ułatwi zarządzanie systemem elektroenergetycznym, przyspieszy proces zmiany sprzedawcy, a także umożliwi odbiorcom pełny wgląd w dane dotyczące dostarczonej i zużytej energii elektrycznej.

Kluczowym priorytetem przy wprowadzaniu CSIRE jest bezpieczeństwo danych użytkowników. Do października 2026 r. do CSIRE dołączą kolejne podmioty. Po integracji wszystkich podmiotów rynkowych z nowym rozwiązaniem CSIRE będzie rozwijany o nowe funkcje. Tu jednak mogą pojawić się kolejne przesunięcia, bo operatorzy i system wciąż mogą być nie w pełni gotowi. /©©



masz pytanie, wyślij e-mail do autora

bartlomiej.sawicki@rp.pl

ROZMOWA

Magazyny energii muszą odpowiadać na realne potrzeby sieci

Powinniśmy stworzyć model, w którym magazyny energii wspierają bezpieczeństwo dostaw, lokalne bilansowanie energii i rozwój OZE, a inwestor otrzymuje wynagrodzenie za świadczone usługi – mówi **Robert Świerzyński**, prezes zarządu Energa-Operator.

MATERIAŁ POWSTAŁ WE WSPÓŁPRACY
Z **ENERGA-OPERATOR**

Operator systemu dystrybucyjnego jest spółką prawa handlowego, ale jednocześnie wykonuje zadania o kluczowym znaczeniu dla bezpieczeństwa państwa, gospodarki i odbiorców. Jak pogodzić efektywność biznesową z odpowiedzialnością publiczną?

Jako spółka prawa handlowego mamy obowiązek działać efektywnie i racjonalnie gospodarować powierzonym kapitałem. Podlegamy regulacjom właściwym dla spółek prawa handlowego, mamy właścicieli, którzy mają prawo oczekiwać dywidendy. Z drugiej strony jako OSD odpowiadamy za ciągłość i jakość dostaw energii, przyłączanie odbiorców i wytwórców, odporność infrastruktury oraz tworzenie warunków dla rozwoju gospodarczego poprzez elektryfikację.

Wszystkie te zadania powinniśmy realizować efektywnie kosztowo, z uwzględnieniem wpływu naszych działań na taryfy klientów. Nie widzę tu sprzeczności. Im bardziej efektywny kosztowo, operacyjnie i majątkowo operator, tym więcej środków może przeznaczyć na inwestycje, nie obciążając klientów kosztami, których można uniknąć.

Czyli więc może podzielić role między operatorów państwowych a prywatnych?

Na świecie funkcjonują różne modele własności operatorów. Niezależnie jednak od struktury właścicielskiej jest to działalność silnie regulowana i podporządkowana bezpieczeństwu dostaw. Państwo za każdym razem ma w takim biznesie dużo do powiedzenia.

Model funkcjonujący w Polsce stwarza bardzo dobre warunki do tego, aby zapewnić bezpieczeństwo dostaw energii i w taki sposób regulować ten biznes, żeby on mógł pełnić też swoje społeczne i gospodarcze funkcje. Stworzyliśmy w Polsce silnych organizacyjnie operatorów, którzy skutecznie potrafią ubiegać się o środki unijne, są dostrzegalni na rynkach finansowych, ale jednocześnie są to podmioty wciąż „zarządzalne”, zdolne do reakcji i innowacji. To powoduje, że operatorzy stali się ważnym elementem ekonomii kraju. Np. 90 proc. naszego programu inwestycyjnego jest realizowane przez firmy działające, produkujące i płacące podatki w Polsce. Dzięki temu inwestycje sieciowe stają się kołem zamachowym lokalnej i krajowej gospodarki. W latach 90. i na początku lat 2000. tak nie było.

Ale prywatny operator może być efektywniejszy.

Moim zdaniem to mit. My także musimy tacy być. Dotyczy to zarówno racjonalnego zarządzania kosztami operacyjnymi, jak i efektywnego planowania oraz

realizacji inwestycji. Każda złotówka wydana przez operatora jest ostatecznie uwzględniana w regulowanym modelu działalności, dlatego mamy szczególny obowiązek wykazywania, że nasze nakłady przynoszą realną wartość odbiorcom i systemowi. To jedno z wyzwań transformacji. Jeśli operatorzy tego nie zauważą, będą jak dinozaury, które nie zauważyły zmiany klimatu.

Jak pan widzi rolę operatora w świecie zmieniającej się energetyki?

W tradycyjnym systemie elektroenergetycznym produkcja energii była dostosowywana do potrzeb odbiorców. Wraz ze wzrostem rozproszonych i zależnych od pogody źródeł OZE coraz częściej mamy do czynienia z sytuacją, w której w określonych godzinach podaż energii przekracza popyt. W efekcie pojawiają się ceny ujemne, wyłączenia OZE oraz rosnące koszty bilansowania systemu. Dlatego transformacja nie może już polegać wyłącznie na zwiększaniu mocy wytwórczych. Musimy równolegle rozwijać sieć, magazyny, elastyczność odbiorców oraz zużycie energii w miejscach, w których jest ona produkowana. Musimy także myśleć o zmianie podejścia do zarządzania systemem i poważnie zastanowić się nad rolą operatora systemu dystrybucyjnego w poprawie bilansu energii w węzłach sieci. Dzisiaj operatorzy zajmują się ograniczeniami sieciowymi, poziomami napięć, rozpyłami mocy, jakością energii. Może powinni zająć się także technicznym bilansowaniem

”

Dziś znaczną część kosztów rozbudowy sieci niezbędnej do przyłączenia nowych źródeł w taryfach ponoszą odbiorcy

podaż i popytu w węzłach lokalnych. To teza, którą powinniśmy dalej rozwijać jako branża.

Wyłączenia OZE, kiedy energia produkowana jest w nadmiarze, to jeden z poważniejszych problemów polskiej energetyki. Z jaką skalą problemu mierzyliście się w tym roku?

Od kwietnia do sierpnia na obszarze działania Energa-Operator odnotowaliśmy 131 dni, w których Polskie Sieci Elektroenergetyczne wydawały polecenia nierynkowego redysponowania źródeł. Łączny



MATEJ PRAS

” Magazyny energii są niezbędnym elementem nowego systemu, ale nie wierzę, że w najbliższych latach same rozwiążą problem nadwyżek energii z OZE

czas obowiązywania tych poleceń wyniósł około 150 godzin. Dzisiaj, jeśli operator chce pomóc systemowi w lepszym bilansowaniu, musi znaleźć narzędzia, aby przyciągnąć klientów i zwiększyć wolumen odbieranej energii elektrycznej (cena, taryfy i czas przyłączeń) i skutecznie tworzyć w sieci warunki dla budowy magazynów energii.

A wielkoskalowe baterijne magazyny energii, które zaczną wchodzić do systemu energetycznego w przyszłym roku, nie rozwiążą tego problemu?

Magazyny energii są niezbędnym elementem nowego systemu, ale nie wierzę, że w najbliższych latach same rozwiążą problem nadwyżek energii z OZE. Tempo ich budowy nie jest współmierne do skali problemu, bo powstają kolejne farmy fotowoltaiczne i wiatrowe. Potrzebujemy całego zestawu rozwiązań: magazynów, usług elastyczności, aktywizacji odbiorców, inwestycji sieciowych oraz nowych odbiorów zlokalizowanych tam, gdzie powstają nadwyżki energii.

To ile takich wielkoskalowych magazynów energii nasz system potrzebowałby, aby ten problem z nadwyżkami OZE ograniczyć?

Nie da się odpowiedzieć na pytanie jedną liczbą. Znaczenie ma nie tylko łączna pojemność magazynów, lecz także ich lokalizacja, moc, czas pracy. Potem ktoś musi tę energię skonsumentować, czyli kupić. Np. nie w każdym miejscu sieci średniego napięcia uda się wieczorem i w nocy rozładować każdy magazyn. Dlatego równolegle z magazynami potrzebujemy nowych odbiorców i elastycznego popytu.

Zgodnie z wcześniejszymi założeniami ustawy sieciowej PSE miały mieć wpływ w to, co dzieje się na sieci

napięciu, byłby ryzykowny i niemożliwy do wdrożenia.

Operatorzy zaakceptowali te zasady, chociaż najprawdopodobniej zawierają one w sobie pewne ograniczenia, np. operatorzy nie mogą korzystać w sieci 110 kV z usług elastyczności. To zgodne z prawem, ale naszym zdaniem niekorzystne dla systemu.

Czy zatem PSE będzie miało wpływ na prace systemu na średnim i niskim napięciu?

Nie będzie miało, dlaczego miałyby go mieć? Operator przesyłowy i dystrybucyjny mają różne zadania. Tak jak dla nas nie do końca zrozumiała jest wielkoskalowa energetyka, zasady rynku mocy czy zarządzania przepływami transgranicznymi, tak dla PSE niezrozumiała jest logika rozproszonej sieci dystrybucyjnej z wieloma węzłami oraz 20 mln uczestników rynku, którzy z niej korzystają. Zgodnie z wypracowywanym modelem PSE ma otrzymywać od operatorów uzgodniony zakres danych i parametrów niezbędnych do prowadzenia systemu. Operatorzy, tak jak dotychczas, będą na zlecenie PSE realizowali wiele zadań i parametrów istotnych dla zarządzania ruchem w systemie.

Ustawa sieciowa miała rozładować kolejną chętnych do przyłączenia do sieci i odsiać chętnych do wybudowania nowych źródeł od spekulantów warunkami przyłączenia. Jak pan ocenia efekt tej ustawy?

Jesteśmy zadowoleni z tego, co się wydarzyło po wprowadzeniu tej ustawy. Wymagania związane z koniecznością wniesienia opłat przyłączeniowych spowodowały, że po wejściu w życie nowych rozwiązań około 41 proc. podmiotów posiadających zarezerwowane możliwości przyłączeniowe wycofało swoje wnioski lub zrezygnowało z dalszego procedowania. W efekcie uwolniono około 1200 punktów przyłączenia dla projektów gotowych do realizacji. To skala pokazująca, ile było rzetelnych inwestorów, a ile firm, które zajmowały się spekulacją warunkami. W efekcie na rynek wróciło 1200 wolnych miejsc na przyłączenie do sieci. Jeśli mamy do czynienia z poważnym inwestorem, to wybuduje źródło niezależnie od opłat za przyłączenie. W Polsce wciąż tworzymy dla inwestycji OZE niezwykle komfortowe warunki, jakich w Europie już dzisiaj w zasadzie nie ma. Dziś znaczną część kosztów rozbudowy sieci niezbędnej do przyłączenia nowych źródeł w taryfach ponoszą odbiorcy. Powinniśmy uczciwie dyskutować o tym, jaka część tych kosztów powinna obciążać inwestora, szczególnie gdy inwestycja wymaga bardzo rozległej rozbudowy infrastruktury. To ważne, bo w niektórych przypadkach koszt niezbędnej rozbudowy sieci może być sześciokrotnie wyższy niż koszt samego przyłącza. Sprawiedliwa transformacja oznacza nie tylko dostęp do zielonej energii, ale także sprawiedliwy podział kosztów jej integracji z systemem. W Europie inwestorzy często ponoszą nie tylko koszty rozbudowy sieci związane z przyłączeniem, ale płacą także za wprowadzanie energii do sieci. Tak jak odbiorca ma taryfę na pobór energii, tak wytwórca ma taryfę na wprowadzanie energii do sieci.

—rozmawiał Bartłomiej Sawicki

GOSPODARKA

Ciepłownie zaczynają zarabiać. Pierwszy sygnał zmian

Branża ciepłownicza wyczekuje na przyjęcie strategicznego dokumentu rozwoju sektora, ale z przyjęciem kierunków zmian nie czeka. Pierwsze efekty transformacji polskiego ciepła już widać.

BARTŁOMIEJ SAWICKI

Sektor ciepłownictwa systemowego odpowiada za zaspokojenie jednej z podstawowych potrzeb społecznych, jaką jest zapewnienie dostępu do ciepła dla około 15 mln obywateli. Nadal głównym paliwem jest węgiel, ale coraz częściej zastępowany jest gazem.

Polskie systemy ciepłownicze posiadają największą liczbę gospodarstw domowych przyłączonych do sieci ciepłowniczej w Unii Europejskiej. Pod względem wolumenu dostarczonego ciepła do odbiorców Polska jest drugim, po Republice Federalnej Niemiec, rynkiem ciepła systemowego w Unii Europejskiej. Ministerstwo Energii zakłada, że Strategia Transformacji Ciepłownictwa zostanie przyjęta przez rząd na przełomie 2026 i 2027 r. Resort pracuje też nad nowymi formami finansowania transformacji sektora.

Strategia dla ciepłownictwa czeka na zatwierdzenie

Pod koniec czerwca Ministerstwo Energii zaprezentowało projekt Strategii Transformacji Ciepłownictwa do 2040 r. Zakłada on m.in. do 52,2 proc. udziału OZE w ciepłownictwie systemowym, do 576 GWh pojemności magazynów ciepła w systemach ciepłowniczych, a także do 100 proc. ciepła systemowego ze źródeł niski i bezemisyjnych. Zakładane nakłady inwestycyjne do 2040 r. to 197–231 mld zł. Obecnie trwają konsultacje projektu.

Finansowaniu transformacji ciepłownictwa ma między innymi służyć fundusz o wartości 3 mld zł, którym zarządzać będzie Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Mowa o instrumentach z jednej strony bezzwrotnych, a z drugiej także zwrotnych. Finansowanie wsparcia dla sektora może pochodzić między innymi ze środków pozyskanych ze sprzedaży uprawnień do emisji CO₂ w ramach unijnego systemu handlu emisjami (ETS).

Środki ze wspomnianego Funduszu będą mogły wesprzeć m.in. rozwój OZE, wykorzystanie ciepła odpadowego, elektryfikację sektora, magazyny ciepła i modernizację sieci. To Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW) będzie gospodarzem tego programu. Zapowiedziano, że jeszcze w tym roku uruchomione zostaną dwa programy wsparcia, a budżet obu programów sięgnie 3 mld zł, z czego 1,8 mld zł stanowią środki zwrotne, a 1,2 mld zł to dotacje. Pierwszy program,

finansowany z unijnego Funduszu Modernizacyjnego, dotyczyć będzie wsparcia budowy magazynów ciepła. Drugi – finansowany ze środków własnych NFOŚiGW – to wspomniany Fundusz Transformacji Ciepłownictwa.

Jednak, jak mówi Bogusław Regulski, wiceprezes Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie, brakuje spójności między strategią a wspomnianym Funduszem Transformacji Ciepłownictwa.

Strategia dopuszcza wszystkie dostępne technologie wytwarzania ciepła, z kolei fundusz eliminuje ze wsparcia np. wykorzystanie biomasy leśnej. Wsparcie powinno płynąć do wszystkich źródeł przewidzianych w strategii – wskazuje Bogusław Regulski.

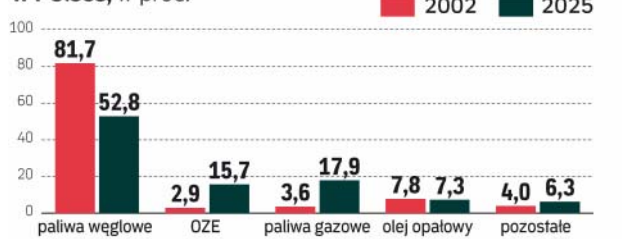
Ciepłownie zaczynają zarabiać

Mimo wyzwań, jak wynika z danych finansowych sektora ciepłowniczego opublikowanych w corocznym raporcie o ciepłownictwie Urzędu Regulacji Energetyki (URE) „Energetyka ciepła w liczbach – 2025”, poprzedni rok wskazuje na wyraźną poprawę rentowności branży. Dzieje się to głównie za sprawą stabilizacji kosztów zmiennych, w tym w szczególności wydatków na paliwo.

Koszty jednostkowe paliw kopalnych zużywanych w ciepłowniach zmniejszyły się w 2025 r. w porównaniu z tymi kosztami za 2024 r. Wśród kosztów zmiennych, obok paliw, na uwagę zasługują spadki w pozycjach „energia elektryczna” oraz „pozostałe koszty zmienne”.

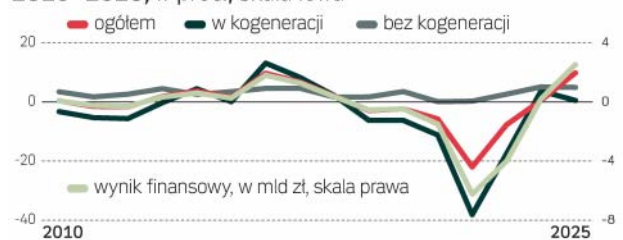
Redukcja zmiennych kosztów operacyjnych, z 31,49 mld zł w 2023 r. do 25,57 mld zł w 2025 r., znakomicie przyczyniła się do poprawy rentowno-

Udział paliw w produkcji ciepła w sieciach ciepłowniczych w Polsce, w proc.



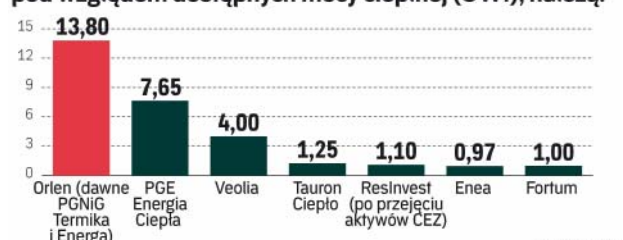
Źródło: URE, Energetyka ciepła w liczbach za 2023

Rentowność przedsiębiorstw ciepłowniczych w latach 2010–2025, w proc., skala lewa



Źródło: URE, Energetyka ciepła w liczbach - 2010–2025

Do największych graczy na rynku ciepła systemowego, pod względem dostępnych mocy cieplnej (GWt), należą:



Źródło: spółki

ści. Koszt jednostkowy zmienny odniesiony do sprzedaży ogółem w ostatnich trzech latach kalendarzowych zmniejszył się w 2025 r. o 21 proc. w porównaniu z 2023 r. oraz o 10,3 proc. w porównaniu z tym kosztem jednostkowym w 2024 r. – czytamy w raporcie URE.

Jak wskazano w raporcie, zmiana zewnętrznych warunków prowadzenia działalności ciepłowniczego umożliwiła także złagodzenie skutków wygaśnięcia mechanizmu osłonowego, polegającego na wprowadzeniu przez ustawodawcę maksymalnej ceny dostawy ciepła, który obowiązywał do 30 czerwca 2025 r.

Poprawiły się warunki rynkowe. Dochodziło do mniejszych wahań cen uprawnień do emisji CO₂, a ceny surowców spadły. To m.in. pozwoliło na osiągnięcie zysku – mówi Jacek Szymczak, prezes Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie (IGCP).

Przełom w rentowności netto widoczny jest za sprawą przejścia sektora ze straty operacyjnej w 2023 r. (wynoszącej blisko minus 4 mld zł) do wypracowania w 2025 r. zysku przekraczającego 2,5 mld zł.

Jest to wynik lepszego dopasowania cen ciepła do realiów rynkowych, ale również wyższego wolumenu sprzedanych usług, co pozwoliło w pełni wykorzystać obniżkę kosztów zmiennych – wskazują URE.

Zdaniem autorów badania wzrost rentowności przedsiębiorstw umożliwił zapewnienie zarówno własnego udziału w inwestycjach w transformację energetyczną, jak również pozwoli na poprawę tzw. bankowości, niezbędnej do pozyskania zewnętrznych źródeł finansowania tych inwestycji.

Poprawa rentowności jest ważna, ponieważ pozwala sektorowi odbudować bankowość projektów i zdolność do



Polskie systemy ciepłownicze posiadają największą liczbę gospodarstw domowych przyłączonych do sieci ciepłowniczej w Unii Europejskiej

wniesienia wkładu własnego, ale nie zastąpi stabilnych, długoterminowych instrumentów wsparcia. W 2025 r. przedsiębiorstwa ciepłownicze przeznaczyły na modernizację, rozwój i ochronę środowiska rekordowe 5,59 mld zł – wskazuje z kolei Polskie Towarzystwo Energetyki Ciepłej (PTEC).

Jednocześnie stopień dekapitalizacji majątku nadal wynosił 50,61 proc. Z analiz PTEC wynika natomiast, że łączne nakłady konieczne do transformacji polskiego ciepłownictwa systemowego do 2050 r. wyniosą od 299 do 466 mld zł, obejmując źródła wytwórcze, sieci oraz infrastrukturę po stronie odbiorców. Skala rocznych inwestycji musi więc wielokrotnie wzrosnąć.

Przełożenie na klienta

W 2025 r. średnia cena ciepła spadła o 2,9 proc., do 102,69 zł/GJ, w porównaniu z rokiem poprzednim. – Przewidujemy, że w tym roku nie dojdzie do gwałtownych zmian cen ciepła. Spodziewamy się możliwego wzrostu o ok. 3 proc. Mimo zysku branży podkreślamy jednocześnie, że wskaźnik płynności finansowej ciepłowni pozostaje niski. A to oznacza, że przedsiębiorstwa nadal mogą mieć problemy z bieżącą płynnością finansową. Tymczasem do realizacji mamy przecież wiele inwestycji – wskazuje Bogusław Regulski, wiceprezes IGCP.

Jednak w tym roku znów otoczenie dla branży może ulec zmianom. Skoki cen paliw, np. węgla i gazu, przenoszą się na odbiorców z opóźnieniem. Ceny gazu wzrosły o 148 proc. r./r., a ceny uprawnień do emisji CO₂ do 85 euro za tonę, z 64 euro w marcu. Udział paliwa w cenie ciepła z gazu może sięgać 60 proc.

Podwyżki w taryfach, które czekają na zatwierdzenie pod koniec roku, wydają się nieuniknione. – Przy drastycznych podwyżkach dostaw surowca branża wystąpi o zmianę taryfy – mówi prezes Jacek Szymczak, prezes IGCP. Firmy będą starały się minimalizować wzrost cen, nawet kosztem rentowności, by uniknąć negatywnych reakcji społecznych. W opinii prezesa, jeśli na początku przyszłego roku będą podwyżki cen ciepła, to rzędu kilku, najwyżej kilkunastu procent, i to w pojedynczych firmach ciepłowniczych.

Prezes uspokaja, że spółki kupują gaz w oparciu o kontrakty terminowe ze stałą ceną. Podkreśla, że spółki ciepłownicze na razie nie zgłaszają problemów z dostępnością węgla.

Ceny surowca na rynkach faktycznie rosną o ok. 5 proc. Trzeba pamiętać, że firmy ciepłownicze kupują węgiel często od pośredników, bo niejednokrotnie wychodzi to taniej. Małe i średnie przedsiębiorstwa ciepłownicze potrzebują ok. 5 mln ton węgla każdego roku, z czego ok. 2 mln ton pochodzi z Polskiej Grupy Górniczej, a reszta od pośredników, którzy kupują w kraju, ale i importują surowiec.

Także Orlen zapewnia, że ewentualnie podwyżki cen gazu, który służy jako paliwo w elektrociepłowniach, póki co nie nastąpią.

Wzrost cen gazu na rynku hurtowym nie przekłada się automatycznie na wysokość taryfy, ponieważ gaz na potrzeby odbiorców taryfowych jest zabezpieczany przez spółkę stopniowo w ramach długoterminowej strategii zakupowej, nawet na dwa lata przed rozpoczęciem obowiązywania danej taryfy – wyjaśnia Orlen. Niewiadomą jest jednak 2027 r. //

masz pytanie, wyślij e-mail do autora

bartlomiej.sawicki@rp.pl

OPINIA



MATE PRAS

KRZYSZTOF ŁOKAJ

Senior Manager, Growth & Development, Wärtsilä Energy

Rosnący udział odnawialnych źródeł energii sprawia, że system elektroenergetyczny potrzebuje coraz więcej mocy, które można uruchamiać szybko i dokładnie wtedy, gdy są potrzebne. Elastyczna kogeneracja może pełnić taką funkcję, ponieważ zapewnia dyspozycyjną produkcję energii elektrycznej w okresach wysokiego zapotrzebowania, niewystarczającej generacji z OZE lub ograniczonej dostępności dużych jednostek wytwórczych. Kogeneracja może zostać uruchomiona w okresie wysokich cen energii elektrycznej, natomiast nadmiar wytworzonego równocześnie ciepła może zostać zgromadzony i wykorzystany w kolejnych godzinach. Dzięki temu lokalna sieć ciepłownicza nie musi odbierać całej produkcji w momencie

pracy jednostki, a nadwyżka ciepła nie jest tracona.

Aby ten potencjał został w pełni wykorzystany, otoczenie regulacyjne powinno wynagradzać nie tylko samą produkcję energii, lecz także dostępność i elastyczność źródeł. Obecna konstrukcja premii kogeneracyjnej, naliczanej od każdej wyprodukowanej megawatogodziny, zachęca przede wszystkim do jak najdłuższej pracy instalacji. Tymczasem system elektroenergetyczny będzie coraz bardziej potrzebował jednostek, które mogą szybko reagować na zmienną produkcję z OZE, wahania zapotrzebowania oraz niedostępność innych źródeł. Odpowiednie połączenie kogeneracji, magazynów ciepła, kotłów elektrycznych i pomp ciepła może przekształcić ciepłownictwo z pasywnego odbiorcy warunków rynkowych w aktywnego uczestnika transformacji energetycznej. ■



Technologia wpływa na efektywność ciepłownictwa

Wybór sprawności elektrycznej silnika kogeneracyjnego może wpływać nie tylko na ekonomikę inwestycji ciepłowniczej, lecz także na wysokość rachunków dla odbiorców. Z analizy Wartsilä wynika, że w sieci obsługującej około 50 tys. mieszkańców różnica między wykorzystaniem różnych wariantów technologicznych może sięgać blisko 1,1 mln euro rocznie.

Tradycyjnie rola operatorów systemów ciepłowniczych w Polsce była jasno określona: niezawodnie dostarczać ciepło do domów, szkół i przedsiębiorstw. Sektor funkcjonował głównie jako regulowana usługa publiczna, a koszty operacyjne były przenoszone na odbiorców w taryfach. Technologia kogeneracyjna od dawna stanowi podstawę tego modelu. Według danych COGEN Europe, w Europie około 70 proc. ciepła w sieciach ciepłowniczych i chłodniczych pochodzi z kogeneracji, natomiast, jak podaje PTEC w Polsce udział ten w 2023 roku wynosił około 64 proc.

Mimo że elektrociepłownie wytwarzają ciepło i energię elektryczną w jednym, efektywnym procesie, wiele polskich zakładów kogeneracyjnych traktowało dotąd energię elektryczną jedynie jako produkt uboczny, sprzedawany po stałych cenach i w dużej mierze oderwany od bieżącej sytuacji rynkowej. Takie podejście coraz trudniej uzasadnić.

Rynek energii elektrycznej się zmienił, a systemy ciepłownicze muszą za nim podążać

Szybki rozwój energetyki wiatrowej i słonecznej zmienia rynki energii elektrycznej w całej Europie. Wzrosła zmienność cen, a okresy niedoboru i nadwyżki energii występują coraz częściej. System potrzebuje dziś elastycznych mocy, czyli jednostek zdolnych szybko reagować na zmieniające się warunki i sygnały cenowe.

Nowoczesne elektrociepłownie wyposażone w elastyczne silniki gazowe są dobrze przygotowane do pełnienia tej funkcji. W przeciwieństwie do tradycyjnych jednostek pracujących w podstawie obciążenia, silniki mogą być uruchamiane i zatrzymywane wielokrotnie w ciągu dnia, szybko zwiększać lub zmniejszać moc oraz aktywnie uczestniczyć w rynku dnia następnego i rynku dnia bieżącego.

Dlaczego sprawność elektryczna ma większe znaczenie niż uwzględnia wiele przetargów

Przy wyborze technologii kogeneracyjnej w przetargach często koncentruje się uwagę na sprawności całkowitej lub cieplnej. Choć sprawność całkowita na poziomie blisko 90 proc. jest istotna, analiza firmy Wartsilä, przeprowadzona z wykorzystaniem oprogramowania do symulacji energetycznych PLEXOS, pokazuje, że czynnikiem decydującym o długoterminowej opłacalności jest sprawność elektryczna.

Na podstawie szczegółowego modelowania Wartsilä porównała dwa warianty kogeneracji dla systemu ciepłowniczego o szczytowym zapotrzebowaniu na ciepło wynoszącym 50 MWth.

Pierwszy wariant zakładał zastosowanie silników o sprawności elektrycznej 47,5 proc., natomiast drugi wykorzystanie jednostek osiągających sprawność na poziomie 46 proc.

Na pierwszy rzut oka różnica wynosząca zaledwie 1,5 punktu procentowego może wydawać się niewielka, jednak w praktyce jej skutki są znaczące.

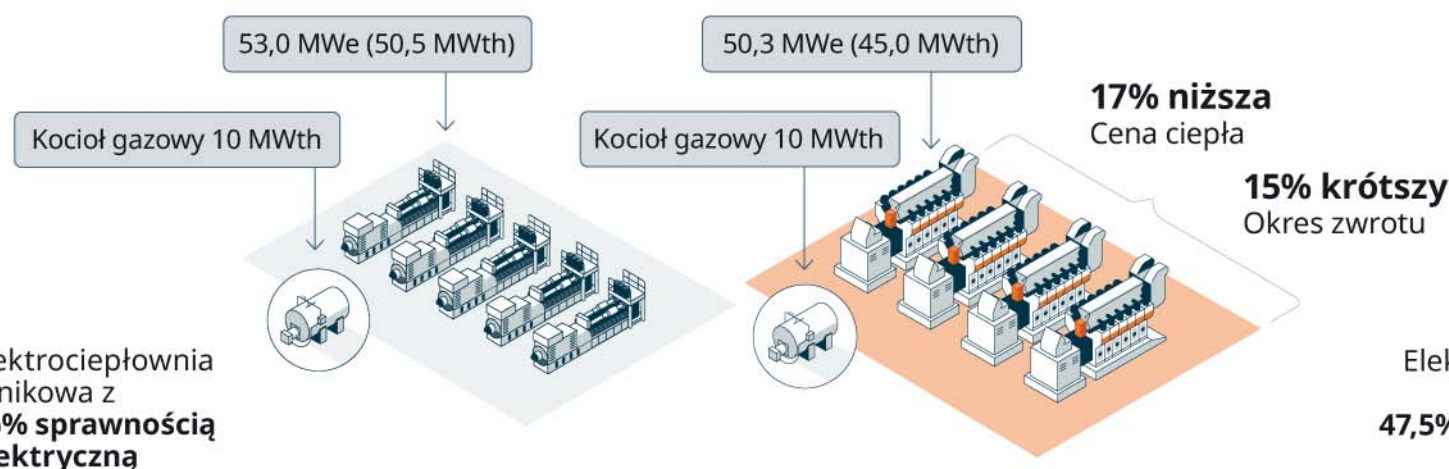
Liczby istotne dla odbiorców

Zgodnie z analizą silniki o niższej sprawności elektrycznej wytwarzałyby mniej energii elektrycznej. Aby osiągnąć taką samą stopę zwrotu z inwestycji, konieczne byłoby podniesienie ceny ciepła o 27 proc., a jej minimalny poziom wzrósłby z 9,84 euro/GJ do 12,5 euro/GJ. Jednocześnie okres zwrotu wydłużyłby się z 8,5 do 10 lat, co w ostatecznym rozrachunku oznaczałoby dla odbiorców ciepła dodatkowe koszty wynoszące blisko 1,1 mln euro rocznie.

Innymi słowy, wybory technologiczne dokonywane na etapie przetargu przez kolejne lata wpływają bezpośrednio na rachunki gospodarstw domowych za energię.

Jedna decyzja, długoterminowe konsekwencje

Dla polskich operatorów systemów ciepłowniczych, z których wiele jest przedsiębiorstwami miejskimi, wnioski są jednoznaczne. W dzisiejszym systemie energetycznym niewielkie różnice techniczne mogą przekładać się na bardzo duże skutki ekonomiczne. Nadanie priorytetu sprawności elektrycznej obok sprawności całkowitej nie służy maksymalizacji zysku jako celu samego w sobie. Pozwala natomiast wzmocnić stabilność finansową, ograniczyć ekspozycję na zmienne koszty paliw i skrócić okres zwrotu z inwestycji, a w ostatecznym rozrachunku utrzymać przystępne ceny ciepła dla odbiorców.



Ten temat zdominuje agendę listopadowego szczytu klimatycznego COP31 w Antalyi, gdzie turecka prezydencja zaproponowała globalny cel podniesienia udziału energii elektrycznej w finalnym zużyciu energii do 35 proc. do 2035 r.

Polska w oficjalnych dokumentach rządowych zakłada w analogicznym horyzoncie wzrost udziału OZE w elektroenergetyce do ponad 50 proc., choć według danych Eurostatu wciąż plasuje się w unijnej statystyce blisko końca zestawienia. Spółki energetyczne deklarują rekordowe nakłady inwestycyjne, wskazując równocześnie na ograniczenia sieciowe jako główną barierę dalszego rozwoju odnawialnych źródeł energii.

Globalny stan elektryfikacji

IRENA opublikowała raport „Transitioning away from fossil fuels: A roadmap based on renewables, electrification and grid enhancement”, przygotowany we współpracy z brazylijską prezydencją COP30 przed ministerialnym spotkaniem klimatycznym w Kopenhadze. Dokument wskazuje, że obecne systemy energetyczne pozostają strukturalnie nieprzygotowane do realizacji celu 1,5 stopnia, mimo że globalne cele potrojenia mocy OZE i podwojenia efektywności energetycznej do 2030 r., przyjęte na COP28 w ramach tzw. konsensusu z ZEA, pozostają aktualne.

Według zrewidowanego scenariusza 1,5 stopnia przygotowanego przez IRENA udział energii elektrycznej w globalnym finalnym zużyciu energii powinien wzrosnąć z ok. 23 proc. obecnie do 35 proc. w 2035 r., a docelowo przekroczyć 50 proc. w 2050 r., co uczyniłoby prąd dominującym nośnikiem energii w gospodarce światowej. Realizacja tej ścieżki wymagałaby jednoczesnego zwiększenia udziału OZE w globalnej produkcji energii elektrycznej z ok. 30 proc. w 2035 r. do 78 proc. w 2035 r. i 92 proc. w 2050 r.

W liczbach bezwzględnych oznacza to konieczność zwiększenia globalnej mocy zainstalowanej w odnawialnych źródłach do 18,4 TW w 2035 r. i 38,2 TW w 2050 r. Najnowsze dane operacyjne potwierdzają przyspieszenie tego procesu: według raportu „Renewable Energy Statistics 2026” globalna produkcja

”

W pierwszym kwartale 2026 r. średni udział OZE w produkcji energii elektrycznej w UE wyniósł 45,5 proc.

energii elektrycznej z OZE wzrosła w 2024 r. o 9,8 proc., podczas gdy produkcja ze źródeł nieodnawialnych zwiększyła się jedynie o 1,4 proc. Odnawialne źródła odpowiadały w 2024 r. za 31,7 proc. światowej produkcji energii elektrycznej, co odpowiada 9836 TWh. Na koniec 2025 r. globalna moc zainstalowana w OZE osiągnęła 5,2 TW, czyli 49,5 proc. całkowitej mocy zainstalowanej na świe-

Elektryfikacja – czas start!

Międzynarodowa Agencja Energii Odnawialnej (IRENA) wskazuje elektryfikację jako kluczowy filar kolejnej fazy globalnej transformacji energetycznej.



Udział energii elektrycznej w globalnym finalnym zużyciu energii powinien wzrosnąć z ok. 23 proc. obecnie do 35 proc. w 2035 r., a docelowo przekroczyć 50 proc. w 2050 r.

cie, po rekordowym przyroście 693 GW w ciągu roku.

W podziale regionalnym największym producentem energii z OZE pozostaje Azja, przed Europą i Ameryką Północną. IRENA zwraca uwagę, że na całym świecie w kolejnych przyłączeniach oczekuje już do 2,5 TW projektów fotowoltaicznych, wiatrowych i magazynów energii, co czyni rozbudowę sieci przesyłowych i dystrybucyjnych warunkiem koniecznym dla dalszego tempa transformacji.

Elektryfikacja jako priorytet szczytu COP31 w Antalyi

Szczyt klimatyczny COP31 odbędzie się w listopadzie w tureckiej Antalyi. 9 czerwca 2026 r., podczas czerwcowych rozmów klimatycznych ONZ w Bonn, wyznaczona prezydencja Turcji ogłosiła elektryfikację jako flagową inicjatywę tzw. Action Agenda. Turecki minister klimatu i środowiska Murat Kurum zaproponował globalny, dobrowolny cel podniesienia udziału energii elektrycznej w światowym finalnym zapotrzebowaniu na energię z nieco ponad 20 proc. obecnie do 35 proc. w 2035 r., obejmujący elektryfikację transportu, przemysłu i budownictwa.

Pakietowi towarzyszą dwa dodatkowe cele Action Agenda: ograniczenie o połowę tempa wzrostu globalnej ilości odpadów do 2035 r. oraz zmniejszenie energochłonności sektora budowlanego o co najmniej 25 proc. do 2035 r. w ramach inicjatywy Resilient Cities. Prezydencja COP31 zleciła Międzynarodowej Agencji Energii opracowanie ścieżek realizacji tych celów oraz analizę korzyści gospodarczych. Cele mają charakter niewiążący i nienagocjowany, a ich realizacja, jak podkreśla

strona turecka, ma przebiegać różnymi ścieżkami w zależności od punktu startowego poszczególnych krajów.

Inicjatywa koresponduje z unijnym Electrification Action Plan, przedstawionym przez Komisję Europejską 17 lipca 2026 r. Zakłada on wzrost udziału energii elektrycznej w końcowym zużyciu energii w Unii Europejskiej do 46 proc. w 2040 r. Komisja szacuje, że realizacja tego celu mogłaby ograniczyć unijne wydatki na import paliw kopalnych nawet o 260 mld euro rocznie. Plan obejmuje transport, przemysł i budownictwo, wskazując samochody elektryczne, magazyny energii oraz rozbudowę sieci jako kluczowe elementy realizacji.

Polska wobec elektryfikacji

28 lipca 2025 r. Ministerstwo Klimatu i Środowiska zatwierdziło projekt aktualizacji Krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu do 2030 r. z perspektywą do 2040 r. (KPEiK). Dokument rozpatruje dwa scenariusze: WEM („with existing measures” – kontynuacja obecnej polityki) oraz WAM („with additional measures” – scenariusz aktywnej transformacji), wskazywany przez resort jako właściwa ścieżka rozwoju.

W scenariuszu WAM udział OZE w krajowej produkcji energii elektrycznej ma wzrosnąć z obecnego poziomu do 51,8 proc. w 2030 r. i 79,8 proc. w 2040 r. Udział odnawialnych źródeł w ciepłownictwie i chłodnictwie ma osiągnąć 36,7 proc. w 2030 r. i 67,6 proc. w 2040 r., a w transporcie – 18,9 proc. w 2030 r. i 47,5 proc. w 2040 r. Udział OZE w finalnym zużyciu energii brutto ogółem ma sięgnąć 32,1 proc. w 2030 r. (wkład Polski w unijny cel) oraz 61,7

proc. w 2040 r. Redukcja emisji gazów cieplarnianych w scenariuszu WAM ma wynieść 53,9 proc. do 2030 r. względem 1990 r. wobec 43 proc. w scenariuszu bazowym WEM.

KPEiK zakłada zakończenie eksploatacji węgla w elektrowniach do 2030 r., a w elektrociepłowniach – po 2040 r., przy czym gaz ziemny ma pełnić funkcję paliwa przejściowego ze szczytem zużycia w latach 2025–2030. Łączny wolumen nakładów inwestycyjnych związanych z realizacją planu do 2030 r. resort klimatu szacuje na ok. 1,1 bln zł, określając to przedsięwzięcie jako największą modernizację polskiej gospodarki od 1989 r. Środki mają zostać skierowane m.in. na nowe moce wytwórcze, modernizację sieci elektroenergetycznych, termomodernizację budynków, rozwój magazynów energii oraz technologii wodorowych i biometanu.

Dokument przewiduje też rozbudowę mocy zainstalowanych w poszczególnych technologiach OZE: fotowoltaika ma wzrosnąć z ok. 23 GW obecnie do 31,7 GW w 2030 r. i 51,2 GW w 2040 r.; lądowa energetyka wiatrowa – z ok. 11 GW do 16,6 GW w 2030 r. i 34,6 GW w 2040 r.; morska energetyka wiatrowa, obecnie nieobecna w krajowym miksie, ma osiągnąć 5,9 GW w 2030 r. i 18 GW w 2040 r. Program energetyki jądrowej zakłada uruchomienie pierwszego wielkoskalowego bloku w 2033 r., z kolejnymi jednostkami wdrażanymi co dwa-trzy lata, a resort deklaruje też zainteresowanie małymi reaktorami modułowymi (SMR), w tym prywatnym projektem w Patnowie realizowanym przy współpracy ZE PAK, PGE i koreańskiej technologii.

Zapisy KPEiK kontrastują z aktualnym stanem miksu energetycznego. Według da-

nych przywoływanych na seminarium Forum Energii w październiku 2025 r. węgiel odpowiadał w 2024 r. za 56,2 proc. krajowej produkcji energii elektrycznej, a OZE – za 29,4 proc. W pierwszym kwartale 2026 r. średni udział odnawialnych źródeł w produkcji energii elektrycznej w Unii Europejskiej wyniósł 45,5 proc. wobec 42,7 proc. rok wcześniej; według zestawienia Eurostatu przywołanego wówczas przez branżowe media Polska znalazła się na końcu unijnej klasyfikacji. Polska pozostaje też jednym z ostatnich dużych krajów unijnych, w których węgiel odpowiada za ponad połowę produkcji energii elektrycznej.

Wąskie gardła

Kontrolowane przez Skarb Państwa grupy energetyczne zapowiadają w najbliższych latach łącznie ok. 600 mld zł nakładów inwestycyjnych w sektorze energetycznym. Głównym ograniczeniem wskazywanym przez uczestników rynku pozostaje przepustowość sieci elektroenergetycznej. Według danych Urzędu Regulacji Energetyki w 2024 r. wydano ponad 5,7 tys. odmów przyłączenia instalacji OZE do sieci, obejmujących łącznie ok. 37 GW mocy, dla której nie przyznano warunków przyłączenia.

Na poziomie sieci przesyłowej, zarządzanej przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne, do operatora wpłynęły w 2024 r. 783 wnioski o przyłączenie, z czego 469 skierowano do uzupełnienia. Spośród 347 kompletnych wniosków rozpatrzonych w tym okresie PSE wydało 269 warunków przyłączenia i 78 odmów, co dyrektor departamentu rozwoju systemu PSE Marek Duk określił jako relatywnie niski, ok. 20-

proc. wskaźnik odmów. Łącznie PSE wydało dotąd warunki przyłączenia na 25 GW mocy z fotowoltaiki oraz farm wiatrowych lądowych i morskich, a także 27 GW dla magazynów energii. Duk wskazywał również, że pojedyncze wnioski, wraz z dokumentacją, mogą liczyć nawet kilka tysięcy stron, co wydłuża proces ich rozpatrywania; liczba oczekujących wniosków utrzymuje się na poziomie ok. 700 i nie maleje mimo prowadzonych rekrutacji.

Sytuacja na poziomie sieci dystrybucyjnych jest trudniejsza. Tauron Dystrybucja, działający na południu Polski, rozpatrzył w 2024 r. ok. 2 tys. wniosków o przyłączenie, z czego ok. 80 proc. zostało odrzuconych. PGE Dystrybucja w analogicznym okresie rozpatrzyła również ok. 2 tys. wniosków, wydając ok. 1,4 tys. odmów. Operatorzy uzasadniają odmowy najczęściej ogólnikowym brakiem technicznych warunków przyłączenia, bez wskazania perspektywy czasowej, w której przyłączenie mogłoby stać się możliwe.

W odpowiedzi na skalę problemu PSE wprowadziły od 1 lipca 2026 r. Elektroniczny System Obsługi Przyłączeń (ESOP), umożliwiający składanie wniosków o określenie warunków przyłączenia, ich uzupełnianie, śledzenie statusu sprawy oraz rezygnację z wniosku wyłącznie drogą elektroniczną. Operator publikuje też na bieżąco aktualizowany wykaz rozdzielni, w których ze względu na układ pracy lub ograniczenia terenowe nie ma możliwości technicznych ani ekonomicznych dla nowych przyłączy – ma to ograniczyć składanie wniosków skazanych z góry na odmowę. PSE i Energa-Operator uzgodniły ponadto wspólną koncepcję rozwoju sieci elektroenergetycznych w horyzoncie do 2033 r., mającą zwiększyć dostępne moce przyłączeniowe dla nowych źródeł energii.

Magazyny energii i mechanizmy elastyczności

Rozwój magazynów energii oraz usług elastyczności wskazywany jest przez spółki energetyczne jako sposób na częściowe złagodzenie ograniczeń sieciowych bez konieczności budowy nowej infrastruktury liniowej. Tauron Dystrybucja podpisała pierwszą umowę na świadczenie usług elastyczności, wskazując ten mechanizm jako element strategii zwiększania efektywności wykorzystania istniejącej infrastruktury sieciowej. W Polsce planowana jest też budowa jednej z większych w Europie inwestycji w baterijne magazynowanie energii, dla której deweloper wybrał już dostawcę technologii.

Rządowe wsparcie finansowe dla magazynów energii realizowane jest w ramach programu priorytetowego NFOŚiGW „Magazyny energii elektrycznej i związana z nimi infrastruktura dla poprawy stabilności polskiej sieci elektroenergetycznej”, oferującego dotacje i preferencyjne pożyczki, a także w ramach Krajowego Planu Odbudowy. Równolegle realizowany jest program polskiej energetyki jądrowej oraz rozwój morskiej energetyki wiatrowej, wskazywane w KPEiK jako nowe gałęzie przemysłu mające budować krajowe kompetencje i wartość dodaną dla gospodarki. /oee –m.p.

CENY PRĄDU



Nowa oferta premiuje zużycie prądu w okresach jego największej dostępności, co jest związane z produkcją prądu z OZE

Rozruszać rynek sprzedaży prądu, czyli czas na wielostrefówki

Najwięksi sprzedawcy energii zaprezentowali w ostatnich miesiącach nowe oferty, które kuszą niskimi cenami prądu. Opierają się one na strefowym zużyciu energii, a jej cena zależy od pory dnia i weekendu.

MATERIAŁ POWSTAŁ
WE WSPÓŁPRACY
Z TAURON POLSKA ENERGIA

Pierwszą firmą, która szeroko podeszła do sprawy, była Grupa Tauron, która może pochwalić się coraz większą rzeszą klientów wybierających elastyczne umowy spółki z wielostrefowymi grupami taryfowymi, które mogą okazać się kluczem do przekonania tych, którzy boją się nadmiernych skoków cen energii.

Jak działają elastyczne oferty

Z początkiem lipca Tauron zaoferował „Tanie weekendy” z prądem tańszym o 90 proc. w stosunku do standardowej grupy taryfowej G11. Cena energii podczas weekendu wynosi od 7 do 31 gr za kilowatogodzinę.

– Zachęcamy odbiorców do większej elastyczności i przenoszenia największego zużycia energii na godziny i dni, w których jest ona najtańsza. Zależy nam, aby w okresach nadwyżek energii z odnawialnych źródeł, szczególnie w weekendy, gospodarstwa domowe mogły realnie korzystać z niższych cen energii. Dlatego od lipca umożliwiamy korzystanie z prądu tańszego nawet o 90 proc. w porównaniu ze standardową taryfą, właśnie w weekendy i święta – mówi Mariusz Purat, prezes Tauron Sprzedaż.

Nowa oferta premiuje zużycie prądu w okresach jego

największej dostępności. Wynika to przede wszystkim z nadpodaży energii pochodzącej z odnawialnych źródeł, takich jak elektrownie wiatrowe i instalacje fotowoltaiczne. Zjawisko to najczęściej występuje właśnie w weekendy oraz dni świąteczne, kiedy zapotrzebowanie na energię ze strony przemysłu jest niższe, a produkcja z OZE nadal pozostaje wysoka.

Wielostrefowa oferta, obejmująca tańsze weekendy oraz 24 ceny w ciągu doby, odzwierciedla roczne trendy obserwowane na rynku energii. Jednocześnie Tauron wprowadza gwarancję ich niezmienności przez cały okres obowiązywania cennika, co stanowi istotne zabezpieczenie dla klientów. Ten bezpiecznik ma fundamentalne znaczenie: odbiorca już przed podpisaniem umowy poznaje pełen zestaw cen za energię i ma pewność, że nie ulegną one zmianie przez rok. Jak szacują eksperci, przeniesienie pracy najbardziej energochłonnych urządzeń na godziny, w których ceny prądu są najniższe, umożliwia gospodarstwu domowemu obniżenie rachunków za energię nawet o 20 proc. w skali roku.

W „Taniach weekendach” każdy klient otrzymuje certyfikat potwierdzający nabycie przez Tauron gwarancji pochodzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. Dodatkowo są oferty usług serwisanta, obejmujące fachowe wsparcie w przypadku awarii oraz naprawy realizowane przez specjalistów, takich jak elektryk, hydraulik czy serwisanci sprzętu AGD, RTV i komputerowego. W ra-

mach usługi każdemu klientowi przysługuje aż 3000 zł rocznie na interwencje w okresie trwania cennika.

Dla świadomych klientów indywidualnych chcących połączyć korzyści wynikające z rozliczeń opartych na cenach giełdowych z jednoczesną ochroną przed wyższymi cenami energii Tauron wprowadził od lipca ofertę z gwarancją maksymalnej ceny średniorocznej.

Tauron chce popularyzować rozwiązania oparte na cenach dynamicznych wśród świadomych klientów, którzy są gotowi dostosowywać swoje zużycie energii, aby obniżyć rachunki, ale obawiają się gwałtownych wzrostów cen giełdowych.

W praktyce mechanizm zabezpieczenia działa w ten sposób, że jeśli wyliczona cena średnioroczna energii – bazująca na notowaniach Towarowej Giełdy Energii (TGE) – przekroczy poziom ceny maksymalnej, klient zapłaci jedynie tę ustaloną, górną stawkę. Oznacza to realną ochronę przed nagłymi wzrostami cen na rynku energii.

Takie oferty spotykają się z aprobatą nadzorczy polskiej elektroenergetyki, a więc Polskich Sieci Elektroenergetycznych, bowiem system potrzebuje coraz więcej elastyczności po stronie popytu. Jak tłumaczy PSE, jedną z form jest zachęcanie do większego zużycia energii, gdy produkcja jest wysoka, a popyt niski. Nawet odbiorcy, którzy nie mają własnej fotowoltaiki, mogą korzystać z niskich cen w godzinach z wysoką produkcją energii z tego źródła. To okazja do taniego nagrzania wody w bojlerze czy naładowania samochodu elektrycznego.

Skala oszczędności i bezpieczniki cenowe

Od początku tego roku na jedną z wielostrefowych grup taryfowych w Tauronie przeszło już ponad 80 tys. gospodarstw domowych.

– Odpowiednio dobrana grupa taryfowa, połączona nawet z niewielkimi zmianami w sposobie korzystania z prądu, może realnie obniżyć rachunki nawet o 20 proc. w skali roku – mówi Mariusz Purat.

Co istotne, zarówno jednostrefowa grupa taryfowa G11, jak i wielostrefowe grupy taryfowe – takie jak G12, G12w czy G13 – należą do tzw. taryfy urzędowej. Oznacza to, że ceny energii elektrycznej w tych grupach taryfowych są zatwierdzone i regulowane przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. W podjęciu tej decyzji pomaga w Tauronie doradca energetyczny online, z którego gospodarstwa domowe skorzystały już 700 tys. razy. W efekcie liczba klientów, którzy w tym roku wybrali wielostrefowe grupy taryfowe, w porównaniu z latami ubiegłymi wzrosła dwukrotnie.

Jak podkreślają eksperci energetyczni, taryfy wielostrefowe przy niewielkim zaangażowaniu domowników mogą przynosić realne oszczędności. Dotyczy to nie tylko gospodarstw domowych, które korzystają z energochłonnych urządzeń w godzinach pozaszczytowych lub stosują ogrzewanie elektryczne, lecz także tych, których roczne zużycie energii elektrycznej nie przekracza 2 megawatogodzin. W Tauronie jest to jednocześnie najliczniejsza grupa gospodarstw domowych.

Przykładowo, przejście takiego gospodarstwa domowego z jednostrefowej na wielostrefową grupę taryfową G13 może – przy niewielkiej zmianie codziennych nawyków – przynieść oszczędności sięgające blisko 500 zł rocznie.

W ramach tej grupy taryfowej tańsza energia elektryczna dostępna jest w weekendy oraz w wybranych godzinach dni roboczych. To właśnie na te okresy można zaplanować najbardziej energochłonne czynności domowe.

Grzej się mądrze, czyli oferta dla posiadaczy pomp ciepła

Wśród różnorodności oferty Tauron przygotował specjalną ofertę dla użytkowników pomp ciepła. Dobór odpowiedniej taryfy może zwiększać opłacalność zamiany źródła ciepła w domach jednorodzinnych z pieców węglowych czy gazowych na pompę ciepła. Mimo to, jak się okazuje, ponad 60 proc. właścicieli pomp ciepła w Polsce nadal pozostaje w standardowej, jednostrefowej grupie taryfowej G11, choć mogliby obniżyć koszty ogrzewania domu, korzystając z wielostrefowej grupy taryfowej. Eksperti Taurona szacują, że odpowiednio dobrana wielostrefowa grupa taryfowa, np. G13, może pozwolić gospodarstwu domowemu korzystającemu z pompy ciepła zmniejszyć roczne wydatki na energię nawet o blisko 20 proc.

Przykładowo, czteroosobowe gospodarstwo domowe mieszkające w budynku o po-

wierzchni 150 m², wyposażonym w termoizolację i korzystającym wyłącznie z energii elektrycznej pobieranej z sieci, może po zmianie grupy taryfowej z G11 na wielostrefową taryfę G13 obniżyć roczne rachunki za prąd nawet o 1000 zł, czyli o blisko 20 proc. Dotyczy to zarówno budynków ogrzewanych instalacją grzejnikową, jak i ogrzewaniem podłogowym.

– Przez ponad dwie trzecie godzin w sezonie zimowym prąd w wielostrefowej grupie taryfowej G13 jest tańszy niż w standardowej taryfie jednostrefowej G11. Dla gospodarstw domowych korzystających z pompy ciepła to znaczący potencjał oszczędności i możliwość obniżenia rachunków za energię – mówi Mariusz Purat, prezes zarządu Tauron Sprzedaż.

Co istotne, zarówno wielostrefowe grupy taryfowe, takie jak G13, jak i jednostrefowa grupa taryfowa G11 należą do tzw. taryfy urzędowej. Oznacza to, że ceny energii elektrycznej w tych grupach taryfowych są zatwierdzone i regulowane przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

– Według naszych szacunków ponad 60 proc. użytkowników pomp ciepła w Polsce nadal korzysta ze standardowej taryfy G11. Tymczasem pompa ciepła daje możliwość wykorzystania tańszego prądu przez dużą część doby. Wystarczy odpowiednio dobrać taryfę, żeby bez rezygnacji z komfortu ogrzewania po prostu płacić mniej – mówi Paweł Lachman, prezes Polskiej Organizacji Rozwoju Technologii Pomp Ciepła (PORT PC).

TECHNOLOGIE

Nowy wymiar ryzyka. Energetyka na cyfrowym froncie

Bezpieczeństwo cyfrowe sektora energii to dziś element bezpieczeństwa państwa nie tylko pod kątem zachowania ciągłości działania kluczowych usług dla obywatela, ale i budowania odporności w obliczu trwającej wojny hybrydowej.



Przestępcy korzystają z wielu różnych, często **zaawansowanych metod ataków**, które potrafią trwać miesiącami

z głównych powodów publikacji zarówno raportu ze zdarzenia, jak i jego późniejszego uzupełnienia, było „przekazanie całemu sektorowi szczególnej wiedzy o przebiegu ataku, wykorzystanych podatnościach i metodach działania napastników”.

– Chcieliśmy pokazać, że tego typu zagrożenie nie jest jedynie hipotetyczne oraz wskazać konkretne obszary wymagające poprawy. Pierwszy raport pokazał, jak wyglądał atak na infrastrukturę energetyczną i jakie metody zastosowali sprawcy, ale jeden z incydentów był nadal w trakcie analizy – mówi „Rzeczpospolitej”.

Analiza była bardzo czasochłonna, zarówno na poziomie technicznym, jak i organizacyjnym, stąd CERT Polska uzupełnił swój raport ze stycznia br. kilka miesięcy później – na początku sierpnia br.

– Okazało się, że w tym przypadku atakujący dostali się do systemów elektrociepłowni przez prywatny APN, zarządzany przez operatora sieci dystrybucyjnej, czyli rozwiązanie powszechnie wykorzystywane w energetyce rozproszonej – objaśnia Dudek.

Geopolityka i wojna hybrydowa nadają ton bezpieczeństwu cyfrowemu

NIKOLA BOCHYŃSKA, WNP

Cyberataki na infrastrukturę krytyczną to „nowa norma”, czego najlepszym dowodem był incydent z 29 grudnia 2025 roku, w efekcie którego rząd i służby zostały postawione w stan gotowości.

Cyberatak na gazociąg, elektrociepłownię czy terminal paliwowy kiedyś mógł wydawać się scenariuszem rodem z filmów science-fiction. Jednak obecnie stanowi zagrożenie, które każde przedsiębiorstwo w sektorze energetycznym musi uznać za ryzyko wpisane w obszar działalności. W obliczu: wojny u naszego wschodniego sąsiada, konfliktu na Bliskim Wschodzie, aktów sabotażu w kraju, rosnącej skali cyberprzestępczości grup powiązanych z państwami; każdy incydent w sektorze krytycznym może skutkować czymś znacznie poważniejszym – utratą zaufania obywateli do państwa, którego zadaniem jest zapewnienie dostępu do podstawowych usług.

Najnowszy raport Agencji Unii Europejskiej ds. cyberbezpieczeństwa (ENISA Threat Landscape 2026) za cały 2025 rok wykazał, że na 8257 zidentyfikowanych przez tę instytucję incydentów w UE, najczęściej atakowanym sektorem była odpowiednio: administracja publiczna (31,8 proc.), usługi dla biznesu (8,5 proc.) i transport (8 proc.). Z kolei sektor energetyczny zamyka pierwszą dziesiątkę

rankingu (4,2 proc.) pod kątem zidentyfikowanych ataków w państwach unijnych.

Krzysztof Bronarski, Security Solutions Manager w Orange Polska podkreśla, że największym ryzykiem dla infrastruktury krytycznej – poza wspomnianą utratą ciągłości działania – jest zagrożenie dla życia i zdrowia. – Dotyczy to wszystkich etapów: wytwarzania, przesyłu i dystrybucji energii. Sektor energii jest na celowniku wyspecjalizowanych grup APT, co potwierdzają raporty (jak wspomniany, autorstwa ENISA) i niestety także nasze polskie doświadczenia. Grupy korzystają z wielu różnych, często zaawansowanych metod ataków, które potrafią trwać miesiącami, które potrafią trwać miesiącami. Punktem wejścia jest często infrastruktura IT, a luki w zabezpieczeniach pozwalają przeniknąć do wrażliwej infrastruktury przemysłowej OT – mówi „Rzeczpospolitej”.

Polskie doświadczenia z grudnia 2025 roku

29 grudnia 2025 roku, w Polsce śnieżyce i niskie temperatury właśnie postawiły służby w stan gotowości. Mieszkańcy pięciu województw: warmińsko-mazurskiego oraz części woj. pomorskiego, podlaskiego, kujawsko-pomorskiego i mazowieckiego otrzymali Alert RCB o treści: „Uwaga! Dziś i jutro (29/30.12) prognozowane zawieje, zamiecie śnieżne i silny wiatr. Trudne warunki drogowe, możliwe

przerwy w dostawie prądu. Śledź komunikaty”.

W tym samym czasie – 29 grudnia ub.r. po „długotrwałej infiltracji infrastruktury oraz kradzieży wrażliwych informacji” (jak informował CERT Polska) – atakujący przeprowadzili skoordynowane ataki w polskiej cyberprzestrzeni: na co najmniej 30 farm wiatrowych i fotowoltaicznych, spółkę prywatną z sektora produkcyjnego oraz dużą elektrociepłownię dostarczającą ciepło dla prawie pół miliona odbiorców w Polsce.

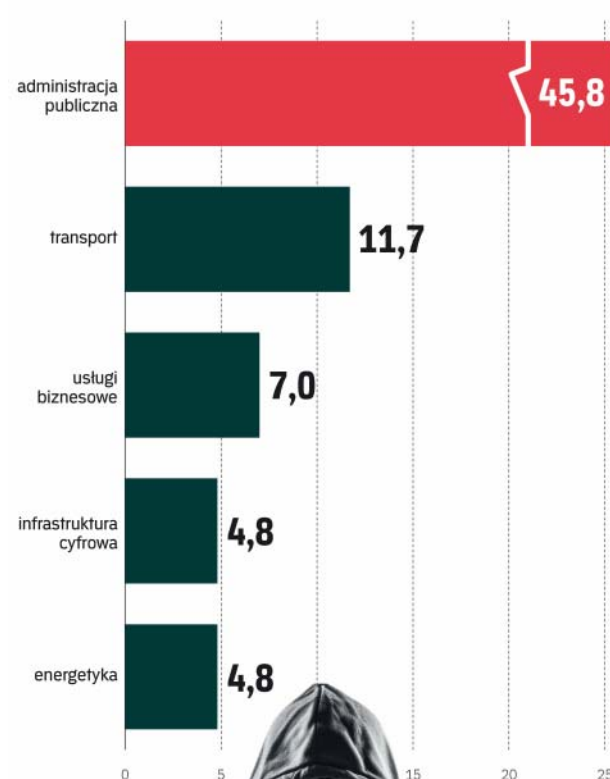
Wicepremier i minister Krzysztof Gawkowski mówił wprost: – To był największy od lat atak na infrastrukturę energetyczną z jasnym celem: doprowadzić do blackoutu.

W praktyce udany cyberatak nie oznaczałby tylko pozabawienia energii i ciepła przez rosyjskich sabotażystów miasta z liczbą ludności rzędu Poznania czy Gdańska, ale tymczasowy paraliż funkcjonowania państwa, gospodarki i życia społecznego.

– Systemy, które dzisiaj w Polsce mamy, okazały się skuteczne. Ani przez chwilę nie była zagrożona infrastruktura krytyczna, czyli sieci przesyłowe i to, co decyduje o bezpieczeństwie całego systemu – zapewniał premier Donald Tusk w czasie konferencji 15 stycznia br.

Analizy incydentu dokonał CSIRT w NASK (Zespół Reagowania na Incydenty Bezpieczeństwa Krajowego), a Marcin Dudek, kierownik CERT Polska, uzasadnia, że jednym

5 sektorów najczęściej atakowanych przez hakerów-aktywistów w UE, w proc.



W warunkach obecnej sytuacji geopolitycznej i prowadzonej wobec Polski wojny hybrydowej w wykonaniu Rosji, a z drugiej strony – transformacji energetycznej i cyfryzacji infrastruktury, rosną wyzwania dla branży cyberbezpieczeństwa.

Polska niezmiennie pozostaje na celowniku grup APT (Advanced Persistent Threat), często powiązanych z wrogimi państwami, będąc w czołówce pod kątem liczby cyberataków wśród państw UE. Jednak to nie koniec: wspomniany raport „ENISA Threat Landscape 2026” wskazuje, że energetyka znajduje się wśród pięciu sektorów w UE najbardziej dotkniętych działaniami hakerów (4,8 proc. incydentów), którzy cyberataki uznają za formę „aktywizmu”.

Marcin Dudek z CERT Polska potwierdza, że sektor energetyczny pozostaje ważnym celem dla zaawansowanych grup prowadzących działania sabotażowe lub szpiegowskie i to nie zmieniło się od lat. – Często, gdy uda się uzyskać dostęp do infrastruktury takiego podmiotu jest on utrzymywany po cichu przez długi czas. Taka sytuacja miała miejsce w elektrociepłowni opisanej w naszym pierwszym raporcie (ze stycznia br. – przyp. red.), gdzie atakujący mieli dostęp przez ponad pół roku zanim podjęli działania sabotażowe. Dlatego tak ważny w dzisiejszych czasach jest monitoring i segmentacja wewnętrznej organizacji, nie tylko na brzegu sieci – tłumaczy.

Źródło: ENISA

Jak dodaje, grudniowy incydent był znaczącą eskalacją względem ataków jakie obserwowaliśmy, nie tylko w Polsce, ale też w NATO i UE. – Wpisuje się on w eskalację o jakich wszyscy słyszymy, również w innych obszarach, np. podpalenia. Dodatkowe ustalenia opublikowane w sierpniu pokazały, że skala i złożoność całej operacji były nawet większe, niż początkowo zakładano – komentuje.

Krzysztof Bronarski uważa, że grudniowe cyberataki to była „bolesna, ale i ważna lekcja” z podstaw cyberbezpieczeństwa. – Mówimy o podstawach, ponieważ w tym przypadku atakujący nie musieli stosować wyrafinowanych metod, aby przełamać zabezpieczenia. Atak umożliwiły liczne błędy i zaniedbania dotyczące konfiguracji urządzeń, zabezpieczeń i procesów bezpieczeństwa. Incydent pokazał też, że należy pamiętać o wszystkich elementach systemu, w tym o farmach OZE – zauważa.

Transformacja cyfrowa i sztuczna inteligencja motorem zmian

Coraz więcej systemów przemysłowych jest zdalnie monitorowanych, połączonych z siecią firmową, usługami chmurowymi czy systemami dostawców. To wpływa na rozwój firm, cyfryzację procesów, ale i zwiększa powierzchnię ataku. Wyzwania rosną również wraz z dynamicznym postępem sztucznej inteligencji, która – tak jak każda technologia – jak miecz obosieczny może być wykorzystywana po obu stronach „barykady”. To

oznacza, że z jej możliwości korzystają zarówno bezpiecznicy, jak i cyberprzestępcy, a dostęp do tzw. frontier AI (najbardziej zaawansowane, przełomowe modele) może mieć wymiar nowej „zimnej wojny” technologicznej.

Wiceprezes zarządu PGE Systemy SA Marek Gzowski zaznacza, że w obecnej sytuacji geopolitycznej sektor energii

” Sektor energetyczny pozostaje ważnym celem dla zaawansowanych grup prowadzących działania sabotażowe lub szpiegowskie

należy do najbardziej narażonych na cyberataki. Jego zdaniem największe zagrożenie to ataki na systemy OT/ICS, których celem jest zakłócenie lub przejęcie kontroli nad procesami technologicznymi, a ryzyko to rośnie wraz z integracją środowisk IT i OT.

– Coraz częściej wykorzystywanym wektorem ataku są łańcuchy dostaw, gdzie cyberprzestępcy uzyskują dostęp do infrastruktury operatorów przez słabiej zabezpieczone systemy dostawców i partnerów. Istotnym wyzwaniem pozostaje także rozproszona infrastruktura OZE, której przejęcie lub zakłócenie pracy może wpłynąć na stabilność systemu elektroenergetycznego. W efekcie organizacje energetyczne muszą jednocześnie wzmacniać ochronę systemów przemysłowych, nadzorować dostawców i zwiększać poziom zabezpieczeń źródeł rozproszonych – stwierdza.

Natomiast kierownik CERT Polska zwraca uwagę, że grupy APT zwykle interesują się wszystkimi obszarami, które są istotne dla funkcjonowania państwa lub systemami czy osobami, gdzie mogą być dane istotne z perspektywy aktualnych celów, jakie są przed nimi stawiane. Jak przyznaje: – Na pewno można powiedzieć, że w ostatnim roku znacznie

zwiększyło się obserwowane zainteresowanie grup APT systemami przemysłowymi, nie tylko tymi w energetyce, ale też np. sektorze wodociagowym czy transportowym. Z naszej perspektywy istotniejsze od przewidywania, który sektor będzie następnym celem, jest systemowe spojrzenie na zagrożenia. Często okazuje się, że słabym punktem czy wektorem wejścia była firma w łańcuchu dostaw, którą trudno było wcześniej uznać za istotną – przypomina.

Trzy płaszczyzny bezpieczeństwa

Jeśli mowa o bezpieczeństwie, debata publiczna powinna się skupiać na trzech płaszczyznach: odporności państwa, rozumianej jako zdolność do działania, ograniczania skutków incydentu i szybkiego odtwarzania

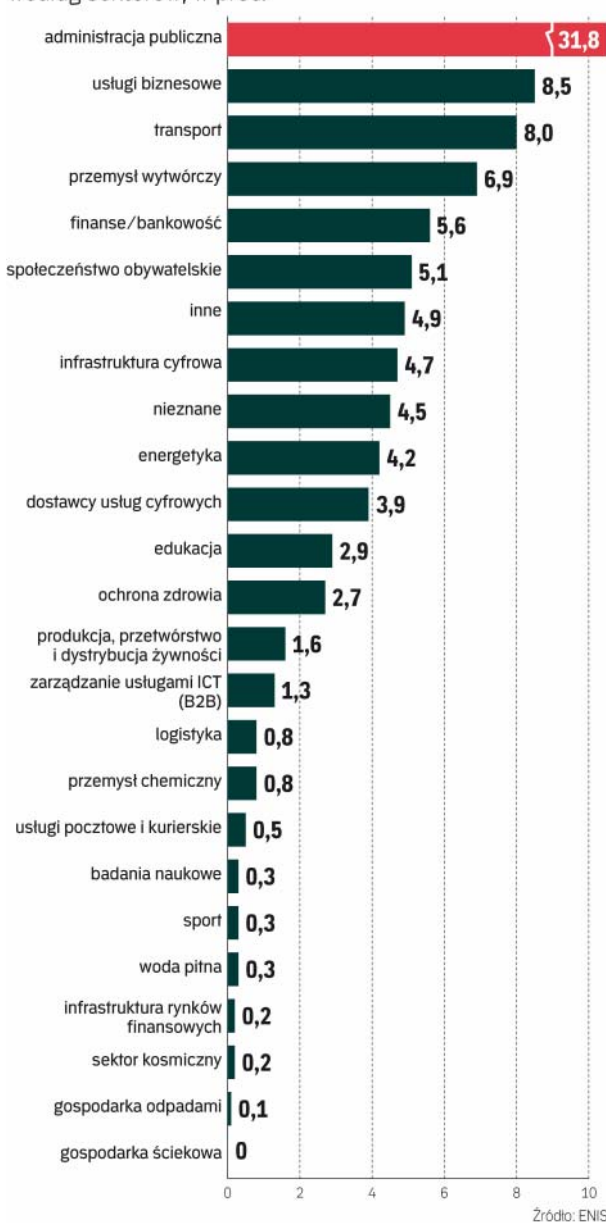
usług; cyberbezpieczeństwa pojmowanego jako ochrona systemów, sieci, danych i procesów przed atakami oraz na sektorze energetycznym, który powinien gwarantować stałą dostępność do surowców i usług.

Grudniowy incydent może być cenną „lekcją” dla całej branży, przypominającą, że warto przygotować się na to, co i tak nadejdzie. Eksperti cyberbezpieczeństwa lubią powtarzać, że „firmy dzielą się na te, które już zostały zaatakowane, i te, które jeszcze o tym nie wiedzą”.

Wiceprezes zarządu PGE Systemy SA Marek Gzowski potwierdza, że priorytetem dla sektora musi być zwiększenie odporności infrastruktury krytycznej na incydenty obejmujące kompromitację części środowiska IT lub OT. – Kluczowe jest skuteczne zabezpieczanie systemów OT/ICS oraz przygotowanie organizacji na scenariusze destrukcyjne. Niezbędne są regularnie wykonywane i bezpiecznie przechowywane kopie zapasowe, a także cykliczne testy ich odtwarzania. Równie ważne pozostaje utrzymywanie gotowości do pracy w trybie awaryjnym, w tym wykrzystania procedur ręcznego sterowania – ocenia.

Czy zatem firmy wyciągnęły wnioski z grudniowych wydarzeń? – Czas pokaże, czy lekcja została odrobiona. Rzeczywiście widzimy większe zainteresowanie tematem cyberbezpieczeństwa w sektorze energii i to bardzo cieszy. Przy czym jest to też niewątpliwie zasługa znowelizowanej ustawy o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa – podsumowuje Krzysztof Bronarski. /@@

Rozkład zidentyfikowanych incydentów w UE według sektorów, w proc.



MATERIAŁ PARTNERA: SOLAREEDGE

Od net-meteringu do cyberbezpieczeństwa: czy wiemy, co podłączamy do sieci energetycznej?

Polska wygrała pierwszy etap transformacji energetycznej, angażując w nią prosumentów. Teraz musimy wygrać wyścig o bezpieczeństwo i elastyczność całego systemu.

W tym roku mija dziesięć lat od wprowadzenia net-meteringu – prostego i przejrzystego systemu rozliczeń dla właścicieli małych instalacji fotowoltaicznych. Jego największą zaletą była i jest przewidywalność. Polacy otrzymali jasne zasady i gwarancję ich obowiązywania przez 15 lat. Jeszcze w 2018 roku rząd prognozował, że w 2025 roku moc zainstalowana fotowoltaiki wyniesie około 5 GW. Dziś wiemy, że w rzeczywistości pięciokrotnie przekroczyliśmy te założenia.

Polacy są gotowi inwestować we własną energetykę, jeśli państwo zapewnia proste, przejrzyste i trwałe reguły gry. Net-metering był właściwą odpowiedzią na potrzeby rynku w 2016 roku. Dzisiaj taki model nie tylko nie rozwiązuje problemów systemu, ale też je pogłębia.

Dlatego wsparcie publiczne powinno koncentrować się na modernizacji istniejących instalacji PV poprzez magazyny energii i inteligentne systemy zarządzania energią. Szczególnie z uwzględnieniem tych, które nadal pracują w syste-



Maciej Cichocki, Regional Manager Northeast Europe w SolarEdge Technologies

mie net-meteringu. To właśnie one stanowią największą grupę rozproszonych źródeł energii i to w nich znajduje się dziś największy potencjał do stabilizacji krajowego systemu elektroenergetycznego.

Inwestycje potrzebują przepisów równie prostych i zrozumiałych jak te, które uruchomiły boom fotowoltaiczny. Jednocześnie powinny odpowiadać obecnym potrzebom rynku. Wystarczy perspektywa do końca dekady. Dalsze planowanie staje się coraz mniej wiarygodne w świecie, który w perspektywie miesięcy zmieniają nowe technolo-

gie, sztuczna inteligencja i geopolityka.

Energia powstaje coraz bliżej miejsca zużycia. Firmy inwestują we własną fotowoltaikę i magazyny energii, a systemy zarządzania energią mogą automatycznie decydować, kiedy energię wykorzystać, zmagazynować lub pobrać z sieci. Ta zmiana zwiększa elastyczność i daje przewidywalność kosztów energii, ale jednocześnie powoduje, że infrastruktura energetyczna staje się częścią świata IT.

Każde urządzenie przyłączane dziś do sieci elektroenergetycznej powinno gwa-

rantować bezpieczeństwo, możliwość lokalnej kontroli oraz gotowość do świadczenia usług na rzecz systemu elektroenergetycznego. Publiczne wsparcie nie powinno trafiać do technologii, które nie spełniają tych wymagań. Bez odpowiednio postawionej poprzeczki technicznej i cyberbezpieczeństwa możemy bowiem finansować urządzenia, które zamiast wzmacniać odporność systemu będą zwiększać liczbę potencjalnych wektorów ataku. W energetyce przyszłości cyberbezpieczeństwo nie może być dodatkiem. Musi być jednym z podstawowych kryteriów dopuszczenia technologii do sieci. To już nie tylko kwestia ochrony danych czy urządzeń, ale stabilności całego systemu energetycznego.

Wdrażając nowe wymagania dla EMS i cyberbezpieczeństwa, nie możemy dopuścić do sytuacji, w której urządzenia pochodzące z państw uznawanych przez Unię Europejską za źródło podwyższonego ryzyka cyberbezpieczeństwa otrzymują „drugie życie” dzięki zewnętrzny brąmkom komunikacyjnym czy symbolicznej etykietce local contentu. Komisja Europejska już dziś ogranicza finansowanie projektów wykorzystujących takie technologie, wskazując na ich potencjalny wpływ na bezpieczeństwo infrastruktury krytycznej. Jeżeli traktujemy cy-

berbezpieczeństwo poważnie, wymagania muszą być spełnione w samym DNA produktu, a nie poprzez później doklejane rozwiązania mające jedynie stworzyć wrażenie zgodności.

Optymalne podejście, określone m.in. jako security by design czy Cyber Informed Engineering, jest dzisiaj szczególnie istotne.

– Polska wygrała pierwszy etap transformacji energetycznej, angażując w nią prosumentów. Teraz musimy wygrać wyścig o bezpieczeństwo i elastyczność całego systemu. Transformacja może być trwała tylko wtedy, gdy jest jednocześnie bezpieczna. Dzisiaj inwestor powinien pytać nie tylko o sprawność falownika czy pojemność magazynu

energii. Równie ważne jest to, jak chronione są dane, kto ma dostęp do urządzeń, w jaki sposób producent reaguje na nowe zagrożenia i czy technologia odpowiada wymaganiom rynku, na którym będzie pracować. Bezpieczeństwo nie może być dodatkiem do transformacji – musi być jednym z jej fundamentów – mówi Maciej Cichocki, Regional Manager Northeast Europe w SolarEdge Technologies.

SolarEdge uwzględnia te kwestie już na poziomie architektury systemów. Rozwiązania firmy odnoszą się m.in. do europejskich wymagań i standardów dotyczących cyberbezpieczeństwa, a system zarządzania bezpieczeństwem informacji objęty jest certyfikacją ISO 27001. Ważniejszy od samej listy norm jest jednak kierunek: bezpieczeństwo musi być procesem rozwijanym przez cały cykl życia produktu.

SolarEdge od kilkunastu lat rozwija swoją obecność w Polsce. Lokalny zespół odpowiada m.in. za tworzenie i dostosowanie nowych produktów, wsparcie techniczne, serwis i zagadnienia związane z certyfikacją. Technologia firmy stosowana jest w domowych instalacjach PV, w projektach komercyjnych i przemysłowych oraz obiektach, w których ciągłość działania i bezpieczeństwo infrastruktury mają szczególne znaczenie.

” Inwestycje potrzebują przepisów równie prostych i zrozumiałych jak te, które uruchomiły boom fotowoltaiczny

NOWE TECHNOLOGIE

MONIKA BORKOWSKA

Moody's szacuje, że w ciągu najbliższych pięciu lat globalna pojemność centrów danych podwoi się. Przetwarzanie i przechowywanie danych to podstawa w czasach gospodarki cyfrowej. Z tym związane są analizy dużych zbiorów danych, chmura obliczeniowa, internet rzeczy i sztuczna inteligencja. Czyli wszystko to, bez czego już dziś nie możemy się obejść, a od czego uzależniamy się w coraz większym stopniu. Nasze zapotrzebowanie na centra danych będzie rosło, a to oznacza konieczność ogromnych inwestycji i dodatkowy popyt na energię.

Jest to szczególnie duży problem w przypadku krajów, które w swoim miksie mają istotny udział paliw kopalnych. Trend ten staje bowiem w poprzek planom redukcji emisji zapisanym w strategiach klimatycznych. Z analiz McKinsey wynika, że roczne zużycie energii przez centra danych tylko na rynku amerykańskim może wzrosnąć z 17 GW w 2022 roku do 35 GW w 2030 roku. Przy czym Stany Zjednoczone stanowią w tym przypadku około 40 proc. światowego rynku.

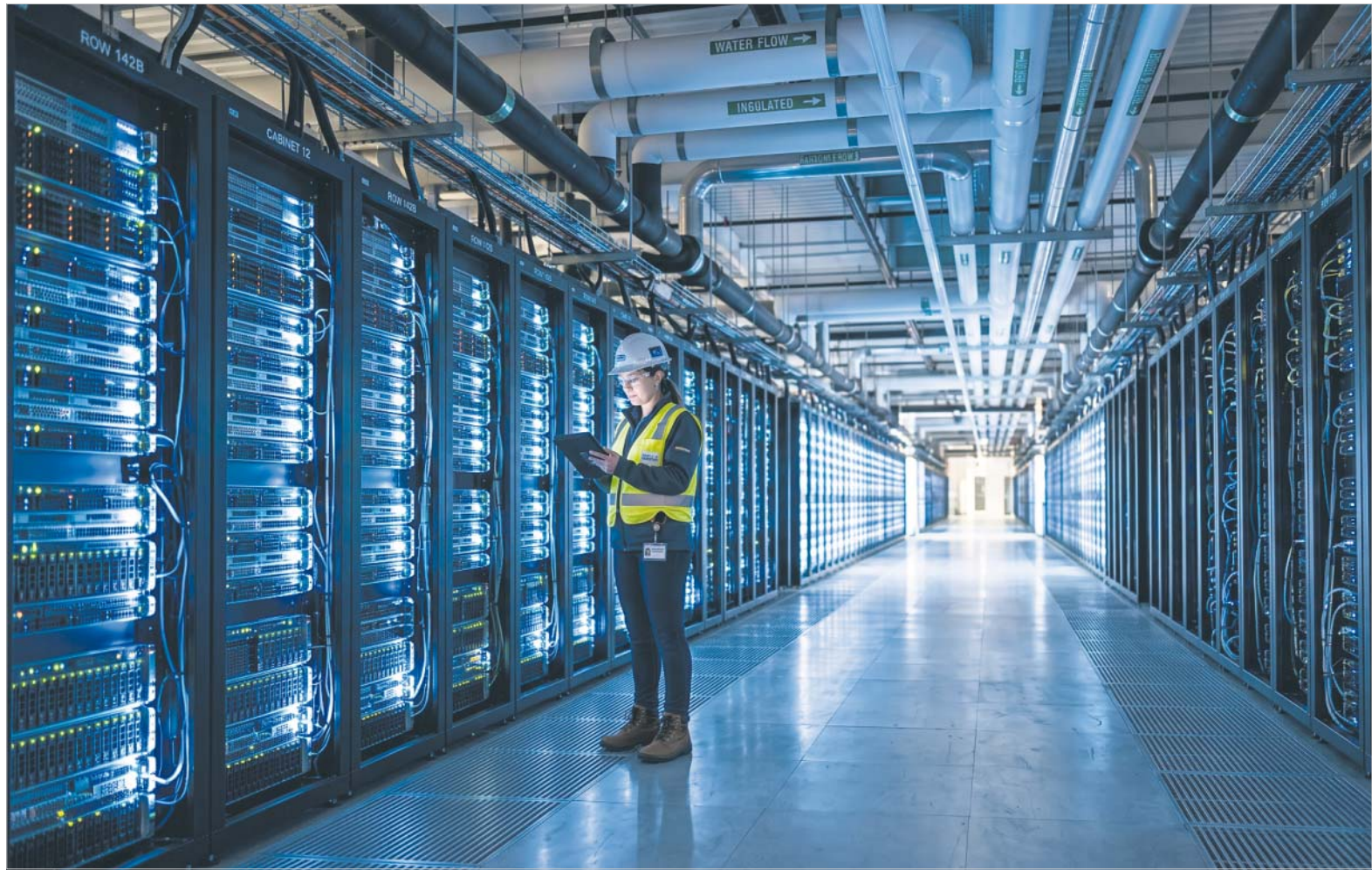
Uniwersytet Narodów Zjednoczonych ds. Wody, Środowiska i Zdrowia (UNU-IN-WEH) w czerwcowym raporcie oszacował, że do 2030 roku globalne centra danych napędzające sztuczną inteligencję zużywać będą 945 TWh energii elektrycznej. To blisko trzykrotnie więcej niż roczne zużycie w Pakistanie, Bangladeszu i Nigerii, które łącznie zamieszkuje ponad 650 mln ludzi.

Problemem nie tylko zużycie prądu

Potrzeba też dużo wody. Centra danych składają się z czterech głównych elementów: obiektu, urządzeń przemysłowych, w tym mechanicznych, elektrycznych i hydraulicznych, sprzętu informatycznego i oprogramowania. By sprzęt, składający się często z tysięcy serwerów, działał wydajnie, musi być chłodzony. Jak podaje McKinsey, większość dużych centrów danych zastąpiła stare systemy przypominające klimatyzację innym rozwiązaniem – ciepło emitowane przez serwery jest odprowadzane przez wentylatory, a następnie chłodzone wodą lub czynnikiem chłodniczym.

W centrach danych na całym świecie zużywa się do schładzania urządzeń około 3,8 mln litrów wody każdego dnia. W samych Stanach Zjednoczonych w 2020 roku centra danych zużyły 660 mld litrów wody. Tymczasem kryzys wodny nabiera coraz bardziej realnych kształtów. Globalna Komisja ds. Gospodarki Wodnej informuje, że z powodu zmian klimatycznych, niszczycielskiego użytkowania gruntów i niewłaściwego zarządzania zasobami globalny obieg wody znalazł się pod „beprecedensową presją”. Szacunki mówią, że do 2030 roku zasoby słodkiej wody spadną o 40 proc. To niewątpliwie duży problem.

Polska również go doświadcza. Elektrownie w Koziencach i Połańcu zmuszone były na początku sierpnia ograniczyć produkcję energii z powodu niskiego stanu wody w Wiśle. Cierpić też krajowe rolnictwo i sadownictwo. Deficyty wody występują na Sło-



Zapotrzebowanie na centra danych będzie rosło, a to oznacza konieczność ogromnych inwestycji i dodatkowy popyt na energię

Centra danych pochłaniają gigantyczne ilości energii

Świat idzie w kierunku sztucznej inteligencji, cyfryzacji procesów i systemów pamięci masowej. Wszystko to wymaga budowy coraz większej liczby centrów danych, które zużywają ogromne ilości energii elektrycznej i wody niezbędnej do chłodzenia urządzeń.

wacji, w Czechach, Rumunii, Bułgarii i na Węgrzech, gdzie na początku sierpnia z powodu niskiego stanu wód Dunaju konieczne było drastyczne ograniczenie mocy jądrowej tamtejszej elektrowni atomowej. Tymczasem UNU-INWEH

”

Gospodarka potrzebuje nowych technologii. Bez inwestycji w nowoczesne rozwiązania pozostaniemy daleko w tyle

ostrzega, że do 2030 roku zużycie wody na potrzeby AI dorówna potrzebom 1,3 mld mieszkańców Afryki Subsaharyjskiej przez cały rok.

Odpowiedzialny biznes

Branża opiera się w coraz większym stopniu na odnawialnych źródłach energii i pracuje nad poprawą efektywności oraz zmniejszeniem zużycia zasobów. To konieczność. Ro-

sną obawy o stan środowiska i skutki postępujących zmian klimatu, które niosą śmiertelne zagrożenie dla ludzkości. Działania takie jak redukcja śladu węglowego poprzez zastąpienie w centrach danych Microsoftu konstrukcji z betonu i stali konstrukcjami drewnianymi nie wystarczą. Dlatego już dziś niektóre organy regulacyjne i rządy narzucają standardy zrównoważonego rozwoju nowo budowanym centrům danych.

Aby osiągnąć cele, właściciele centrów danych podpisują umowy zakupu energii w formule PPA z dostawcami energii odnawialnej, niektórzy budują własne źródła OZE. Jednak takie inwestycje nie rozwiązują problemu w stu procentach – OZE są uzależnione od pogody i nie mogą zagwarantować stabilnych dostaw. Operatorzy centrów danych podejmują działania mające ograniczyć zużycie przez centra prądu i wody, jednak liczba centrów danych wciąż rośnie.

To pewnego rodzaju pułapka, bo z drugiej strony gospodarka potrzebuje nowych technologii. Bez inwestycji w nowoczesne rozwiązania pozostaniemy daleko w tyle. Każdy z krajów zdaje sobie z tego sprawę. Sztuczna inteligencja rozwija się w bardzo szybkim tempie, trwa rywalizacja największych firm o prymat nad tym rynkiem. Kraje, które nie wezmą udziału

w tym wyścigu, będą na straconej pozycji.

Mieszkańcy i ekolodzy reagują

Niezależnie od wyzwań środowiskowych pojawiają się problemy społeczne. W marcu tego roku Instytut Gallupa opublikował sondaż badający nastawienie Amerykanów do budowy nowych centrów danych. USA są liderem, jeśli chodzi o liczbę istniejących i powstających centrów danych. Aż 71 proc. ankietowanych sprzeciwiało się budowie tego typu infrastruktury w pobliżu swoich ośrodków. Ci, którzy są za, wskazywali na korzyści ekonomiczne. Przeciwnicy koncentrowali się na kwestiach środowiskowych. Połowa osób niechętnych dalszym inwestycjom wskazywała na nadmierne zużycie zasobów, głównie wody i energii, ale podnoszono też argumenty o zanieczyszczeniu środowiska oraz hałasie generowanym przez urządzenia. Amerykanie obawiają się wpływu rozwoju tego typu infrastruktury na jakość życia, zwiększonego ruchu w swojej okolicy, a także zwiększonych rachunków za media.

Wszechobecne centra dają się we znaki między innymi mieszkańcom północnej Wirginii, gdzie jest ogromna koncentracja takich ośrodków. Ekolodzy z tego regionu

sprzeciwiają się ciągłemu rozwojowi sektora w ich sąsiedztwie, bo – jak twierdzą – już teraz ma on negatywny wpływ na jakość ich życia, poczynając od krajobrazu, coraz większej liczby słupów z kablami, poprzez rosnące zużycie wody i energii oraz konieczność częstszej modernizacji sieci przesyłowej, na cołożyć muszą również lokalne gospodarstwa domowe. Także mieszkańcy organizują kampanie, sprzeciwiają się każdemu nowemu wnioskowi o otwarcie kolejnego centrum, pracując nad lokalnym planem zagospodarowania przestrzennego i dzieląc się z włodarzami swoimi obserwacjami i obawami związanymi z dalszym rozwojem sektora.

Problem nie ogranicza się do Stanów Zjednoczonych. Podobnie jest w innych częściach globu, w tym między innymi w Irlandii. Na Zielonej Wyspie działa ponad 80 dużych centrów danych, które zużywają jedną piątą konsumowanej tu energii. Zużycie prądu przez sektor błyskawicznie rośnie. Na podstawie planów budowy kolejnych centrów szacuje się, że w 2026 roku może on odpowiadać za zużycie już nie 20, lecz 32 proc. energii. To zagraża stabilności energetycznej Zielonej Wyspy. Zjawisko jest tym bardziej niekorzystne, że w zdecydowanej większości energia wytwarzana w Irlandii pochodzi z paliw kopalnych.

Innym przykładem jest Holandia, gdzie koncern Meta zrezygnował z budowy centrum danych w środkowej części kraju ze względu na protesty mieszkańców i aktywistów klimatycznych. W tym konkretnym przypadku również rząd Holandii nie wyraził zgody na sprzedaż gruntów pod centrum.

Centra budzą też kontrowersje w Ameryce Południowej. Przykładem są wydarzenia z Urugwaju. Google kupił tam działkę o powierzchni 29 ha z myślą o budowie centrum danych. Spotkało się to z natychmiastową reakcją mieszkańców, którzy obawiali się niedoboru wody pitnej. Wszystko to działo się w 2023 roku, gdy kraj borykał się z największą od ponad 70 lat suszą. Projekt został ostatecznie zmodyfikowany, a jego budowa jest w toku.

Revolucja technologiczna postępuje w bardzo szybkim tempie, ale oprócz korzyści niesie ona konkretne wyzwania, którym trzeba sprostać – ekonomiczne, środowiskowe, etyczne i społeczne. Dlatego tak ważne jest, by biznes współpracował z naukowcami, legislatorami, ekologami i społecznością lokalną. Gra idzie o wysoką stawkę – o zachowanie konkurencyjności lokalnych gospodarek przy jednoczesnym zachowaniu komfortu życia. /©©

masz pytanie,
wyślij e-mail do autorki

monika.borkowska@rp.pl

MATERIAŁ PARTNERA: PIGEOR

Polski rynek energii w obliczu transformacji. Kluczowe kwestie dla biznesu

Należy dążyć do systemu elektroenergetycznego opartego na OZE i technologiach cyfrowych, obniżających koszty sieciowe i bilansowania.

Jakie skutki dla podmiotów przyłączających wynikają z problemów interpelacyjnych ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne z 13 marca 2026 r. (UC84)?

KAMILIA DĘBOWSKA, DYREKTOR DEPARTAMENTU PRAWNEGO ENERCONET SA: Ustawa UC84 miała w założeniach oczyścić procesy przyłączeniowe z projektów pozornych i ułatwić skuteczną realizację projektów znajdujących się na najbardziej zaawansowanym etapie realizacji. Niestety, wobec opublikowanych w kwietniu i maju komunikatów operatorów sieciowych wskazujących na niejednoznaczność przepisów UC84, cele te w dużej mierze zostały zniweczone.

Najwięcej problemów w stosowaniu ustawy wywołują przepisy przejściowe, dla których termin wejścia w życie wynosi sześć miesięcy od dnia ogłoszenia ustawy, czyli upływa w dn. 16 października 2026 r. (art. 38 pkt 2).

Bardzo dolegliwą konsekwencją odroczonego wejścia w życie przepisów przejściowych stało się wnoszenie, do dnia ich wejścia w życie, 100-proc. zabezpieczeń, choć UC84 przewiduje limity kwotowe w wysokości jednej czwartej oraz górną granicę wysokości zabezpieczeń. Jednocześnie przepisy UC84 nie dają jednoznacznej odpowiedzi co do wysokości tych kwot, pozostawiając miejsce na skrajnie niekorzystne interpretacje operatorów sieciowych (art. 11 ust. 1 i 3).

Kolejną konsekwencją, trudną do pogodzenia z celami ustawy wyrażanymi w toku procesu legislacyjnego, jest obowiązek wnoszenia/uzupełniania zaliczek, interpretowany przez operatorów sieciowych jako upływający w dniu 30 października 2026 r., a nie, jak wskazywałyby na to wykładania celowościowa art. 9 ust. 1, upływający w kwietniu 2027 r.

Stosowanie przez operatorów sieciowych wyłącznie wykładni literalnej, zaprzeczenie racjonalności ustawodawcy i intencjom wyrażanym w toku procesu legislacyjnego, winno zatem zostać uzupełnione wykładnią celowościową, która pozwoli na uniknięcie sytuacji, w której moment wejścia w życie przepisów przejściowych zbiega się praktycznie w czasie z terminem realizacji obowiązków w nich przewidzianych.

Podmioty przyłączane ponoszą obecnie konsekwencje finansowe, jak również wszystkie ryzyka prawne związane z niejednoznacznością interpretacji, które ostatecznie, w relacji z operatorami sieciowymi, będą wymagały rozstrzygnięć sądowych.

Jakie konsekwencje dla uczestników rynku może mieć nowelizacja przepisów zawartych w projekcie UD 446 oraz planowanych zmian dotyczących bilansowania handlowego?

GRZEGORZ TOMASIK, PREZES ZARZĄDU REO.PL: Ten projekt nowelizacji prawa energetycznego wprowadza fundamentalne zmiany dla uczestników rynku energii w Polsce. W szczególności dotyczy to małych wytwórców. Nakłada na nich obowiązki, których operacyj-

nie, technicznie i finansowo nie będą w stanie zrealizować. Natomiast proponowane w nowelizacji bardzo rygorystyczne sankcjonowanie braku realizacji tych obowiązków (np. odłączanie wytwórców od sieci, bez możliwości dochodzenia jakiegokolwiek rekompensaty) sprawi, że fizyczna realizacja przedmiotowych obowiązków obciąży najprawdopo-

AGNIESZKA PAWLIK, WICEPREZES PIGEOR, WICEPREZES ENERCONET SA: Obserwujemy coraz większą świadomość społeczeństwa, samorządów i przedsiębiorców dotyczącą znaczenia energetyki wiatrowej na lądzie. Nadal jednak etap przygotowania inwestycji wymaga pilnego uproszczenia.

Największym wyzwaniem dla inwestora jest bardzo mała

wiatrowych. Taki format wzmocniłby zarówno bezpieczeństwo państwa, jak i jakość procesu inwestycyjnego.

Inną ważną kwestią jest uelastycznienie limitów odległości turbin wiatrowych od sieci elektroenergetycznych najwyższych napięć, dając możliwość ustalenia odległości z operatorem. W zakresie środowiskowym

Przejdź na 100% czystej energii dla biznesu.

Zyskaj profesjonalne doradztwo - niezależnie od wielkości firmy, bezpieczeństwo zakupu, elastyczność warunków sprzedaży, indywidualnego opiekuna kontraktu na każdym etapie trwania umowy.

Dołącz do klientów Reo.pl



Włącz przewidywalność rachunków za energię elektryczną w Twoim biznesie. Infolinia dla przedsiębiorców: + 48 22 548 48 29



dobniej podmioty odpowiedzialne za bilansowanie (POB).

Jednocześnie proponowane kierunki zmian warunków dotyczących bilansowania handlowego zmierzają do „dyscyplinowania” POB w zakresie jakości planowania i realizacji bilansów handlowych. Działania te POB mają prowadzić w sytuacji, gdy operatorzy sieciowi nie gwarantują im dostarczania danych pomiarowych w odpowiedniej jakości i czasie.

Zatem trudno nie odnieść wrażenia, że operatorzy sieciowi, nie radząc sobie z zarządzaniem siecią, chcą przenieść część swoich obowiązków na innych uczestników rynku. Czy takie rozwiązania wspierają rozwój konkurencyjnego rynku, pozwalając odbiorcom czerpać benefity z niego płynące? Odpowiedź jest oczywista: nie.

Inwestycje w energetykę wiatrową na lądzie są warunkiem niezbędnym, by długofalowo obniżyć koszty energii elektrycznej w Polsce. Z punktu widzenia Enerconet jakie kwestie dziś wymagają pilnej interwencji?

dostępność terenów pod inwestycje wiatrowe. Z uwagi na ograniczenia środowiskowe tylko 1,7 proc. powierzchni kraju spełnia formalne wymagania dla lokalizowania turbin wiatrowych. W ramach tej liczby nie uwzględniamy lokalnych uwarunkowań przyrodniczych, akceptacji społecznej czy dostępności do infrastruktury energetycznej. Kolejnym problemem jest obejmowanie coraz większych części kraju wojskowymi strefami lotniczymi. W tym zakresie potrzebne jest pilne wypracowanie modelu współpracy, w którym branża dostarcza rzetelne dane i realne warianty techniczne dla inwestycji wiatrowych, a wojsko wskazuje kryteria, ryzyka oraz możliwe warunki dopuszczalności budowy farm wiatrowych. Widzimy konieczność powołania zespołu roboczego z udziałem przedstawicieli wojska, MON oraz branży. Pozwoliłoby to przenieść dyskusję na poziom konkretnych danych, wariantów technicznych, w tym możliwość wykorzystywania przez wojsko infrastruktury parków

i planistycznym wdrożoną już zmianą w dobrym kierunku jest możliwość równoległego procedowania w toku administracyjnym obu tych zagadnień. Uzupełnieniem powinno być wprowadzenie terminu na formułowanie pytań organu oraz terminu na wydania decyzji środowiskowej po uchwaleniu MPZP.

Jakie istotne kwestie dotyczące inwestycji w magazynowanie energii i bilansowanie sieci znalazły się w rozporządzeniu taryfowym?

EWA SIKORA, DYREKTOR DS. ROZWOJU SIECI, ZAKŁAD ENERGETYCZNY SP. Z O.O.: Istotnym elementem rozwoju oraz stabilizacji polskiej elektroenergetyki są magazyny energii (BEES). Wzrost udziału mocy zainstalowanej w OZE powinien korelować z wzrostem mocy zainstalowanej BEES. Pozwoli to na ograniczenie nierynkowego redysponowania źródeł OZE, a także ograniczy systemowe koszty profilowania.

Obecnie rozbudowa magazynów przyłączanych do systemu elektroenergetycznego ograniczo-

na jest przez dostępność mocy przyłączeniowych. Inną barierą, która znacząco wpływa na działalność BEES w zakresie arbitrażu cenowego i zarządzanie szczytami poboru i podaży energii elektrycznej, jest sposób rozliczania opłat dystrybucyjnych i systemowych ponoszonych przez magazyny.

Nowelizacja rozporządzenia taryfowego obowiązująca od września br. zakłada, że BEES są zwolnione z opłaty przejściowej i opłaty OZE oraz akcyzy od nabywania energii, a także mają korygowane opłaty stałe. Usankcjonowano zatem, że magazyn w systemie nie jest zwykłym odbiorcą końcowym. Nowe rozporządzenie ma natomiast poważną wadę. Chodzi o lukę w mechanizmie rozliczania pomiędzy operatorem systemu dystrybucyjnego (OSDp) a operatorem systemu dystrybucyjnego nieprzyłączonego do sieci przesyłowej (OSDn). Mechanizm rozliczania magazynu niwelujący naliczanie opłat za moc i energię wykorzystywaną do ładowania magazynu nie jest przenoszony na rozliczenia pomiędzy OSDn a OSDp. To w praktyce biznesowej będzie skutkować całkowitym wstrzymaniem inwestycji w magazyny przyłączane do OSDn. Potrzeba jest szybkiej nowelizacji usuwająca dzisiejszą lukę w rozporządzeniu.

Jakie cechy powinien mieć polski system elektroenergetyczny w perspektywie kolejnych dekad i dla czego rośnie znaczenie sieci lokalnych?

JAROSŁAW TWORÓG, WICEPREZES KRAJOWEJ IZBY GOSPODARCZEJ ELEKTRONIKI I KOMUNIKACJI: Koszt energii z OZE jest najniższy i nadal będzie spadać. Dlatego należy dążyć do systemu elektroenergetycznego opartego na OZE i technologiach cyfrowych, obniżających koszty sieciowe i bilansowania. Fundamentem przyszłego systemu powinny być lokalne sieci energetyczne stanowiące lokalne obszary bilansowania (LOB), rozwijane innowacyjnie w oparciu o normy techniczne i relacje rynkowe, które pozwolą na wdrażanie systemu opomiarowania AMI 2.0, technologii linii prądu stałego, automatyki sieciowej posadowionej na brzegowych centrach danych itd. Sieci OSD/PSE powinny ułatwiać współdziałanie LOB. Już dziś potrzebujemy ram prawnych, które pozwolą przejść na taki system.

Tymczasem elektroenergetyka jest w stanie stagnacji i bez możliwości zaspokojenia popytu. Wysoko rozwinięte kraje przemysłowe produkują rocznie na osobę ok. 12 MWh, a Polska – ok. 4,4 MWh. To efekt obecnej polityki gospodarczej. Jej zmiana powinna być priorytetem programu reindustrializacji polskiej gospodarki. Potrzebne jest uruchomienie programu zmian prawnych porządkujących i ułatwiających wymianę technologii energetycznych. Musimy zrozumieć, że bez taniej i dostępnej energii historia polskiego sukcesu gospodarczego dobiegnie końca.

INWESTYCJE ENERGETYCZNE

01 MFW Baltic Power

Baltic Power to wspólne przedsięwzięcie Grupy Orlen i kanadyjskiego Northland Power, realizowane około 23 km od linii brzegowej Bałtyku, na wysokości Łeby i Choczewa. To pierwsza morska farma wiatrowa budowana w polskiej części Bałtyku i, jak podkreśla Orlen, największa dotąd inwestycja w OZE w Europie Środkowej. Docelowa moc instalacji to niemal 1,2 GW, co ma pokryć zapotrzebowanie ok. 1,5 mln gospodarstw domowych i odpowiadać za około 3 proc. krajowego zużycia energii. Na farmie stanie 76 turbin o wysokości wieży ponad 120 m. Montaż turbin ma zakończyć się jesienią 2026 r., a formalne oddanie farmy do użytkowania zaplanowano na IV kwartał 2026 r.



02 MFW Baltica 2

Baltica 2 to inwestycja realizowana w formule joint venture 50/50 przez PGE i duński Ørsted, zlokalizowana ok. 40 km od wybrzeża na wysokości Ustki. Wartość projektu szacowana jest na ok. 30 mld zł. Docelowa moc farmy to ok. 1,5 GW, co czyni ją największą budowaną obecnie farmą wiatrową w kraju i pozwoli zasilić około 2,5 mln polskich gospodarstw domowych, pokrywając blisko 3 proc. krajowego zapotrzebowania na energię. W maju 2026 r. ruszyły prace instalacyjne na morzu, a pierwsza energia ma popłynąć do sieci w pierwszej połowie 2027 r., z pełnym uruchomieniem komercyjnym do końca tego roku.

03 Elektrownia jądrowa Lubiatowo-Kopalino

Inwestorem i operatorem pierwszej polskiej elektrowni jądrowej są Polskie Elektrownie Jądrowe (PEJ), a technologię (trzy reaktory) dostarczy amerykańskie konsorcjum Westinghouse-Bechtel, z którym PEJ podpisały umowę na zaprojektowanie obiektu. Koszt całej inwestycji to nawet 200 mld zł. Lokalizacja w gminie Choczewo ma decyzję środowiskową oraz zasadniczą ministra klimatu, a prace przygotowawcze I etapu ruszyły jesienią 2025 r. Spółka planuje w 2027 r. złożyć wniosek o pozwolenie na budowę, a wylanie tzw. betonu jądrowego pod pierwszy blok przewidziano na 2028 r.; pierwszy blok ma zostać uruchomiony ok. 2033–2035 r., a kolejne do 2038 r.



04 Magazyn Energii Żarnowiec

Otrzymał ponad 477 mln zł wsparcia z KPO i będzie zlokalizowany w województwie pomorskim w pobliżu przyszłych morskich farm wiatrowych PGE oraz największej w Polsce Elektrowni Szczytowo-Pompej Żarnowiec. Instalacja o pojemności minimum 900 MWh będzie w stanie zasilić nawet 45 000 gospodarstw domowych, przez cztery godziny, w sytuacjach wymagających interwencji. Projekt posiada umowę przyłączeniową do krajowego systemu elektroenergetycznego oraz 17-letni kontrakt rynku mocy, obowiązujący od 2029 roku.



Co ujrzymy na nowej energetycznej mapie Polski?

05 Plan rozwoju PSE na lata 2027–2036

Polskie Sieci Elektroenergetyczne przygotowały projekt „Planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2027–2036”. Dokument zakłada największy w historii spółki program inwestycyjny w krajową infrastrukturę, o wartości ok. 66 mld zł. Stawką jest zdolność krajowego systemu do obsługi aż 260 TWh rocznego zużycia energii oraz ponad 45 GW zapotrzebowania szczytowego w 2040 r. To wielkości, które są napędzane m.in. elektryfikacją transportu i ciepłownictwa oraz rozwojem centrów danych. PSE zamierzają wybudować ok. 5000 km nowych linii 400 kV, postawić 30 nowych stacji elektroenergetycznych oraz zmodernizować 110 istniejących obiektów.

06 Magistrala HVDC północ-południe

Jednym z najważniejszych elementów planu rozwoju sieci PSE jest budowa połączenia wysokiego napięcia prądu stałego (HVDC), które ma połączyć skoncentrowaną na północy kraju generację energii z centralną i południową Polską. Projekt wskazywany jest przez PSE jako kluczowy dla integracji morskiej energetyki wiatrowej, której moc zainstalowana ma sięgnąć w 2040 r. aż ok. 17,9 GW (więcej niż dziś produkuje cały krajowy sektor OZE łącznie). Technologia HVDC w odróżnieniu od tradycyjnych linii prądu przemiennego pozwala na precyzyjne sterowanie przepływem mocy oraz ogranicza straty przesyłowe na dużych odległościach, co czyni ją naturalnym rozwiązaniem dla „energetycznej autostrady” transportującej prąd z Bałtyku w głąb kraju. Spółka prowadzi (na razie w fazie przygotowawczej) budowę podmorskiego połączenia HVDC Polska–Litwa, czyli tzw. Harmony Link, które ma spiąć krajowy system z bałtyckim regionem synchronicznym UE.

08 Terminal FSRU w Zatoce Gdańskiej

Budowany przez Gaz-System pływający terminal LNG (FSRU) w Zatoce Gdańskiej, ok. 3 km od brzegu, na wschód od portu w Gdańsku, to druga, po stacjonarnym terminalu w Świnoujściu, „brama” Polski dla dostaw skroplonego gazu ziemnego. Koszt samej infrastruktury morskiej, lądowej i towarzyszących gazociągów to ok. 4,5 mld zł (bez czarteru statku), a docelowa zdolność regazyfikacji na pierwszej jednostki (FSRU-1) ma wynieść co najmniej 6,1 mld m sześć. gazu rocznie. Całość mocy zakontraktował już Orlen. Samą jednostkę pływającą buduje w Korei Południowej stocznia Hyundai Heavy Industries. Rozpoczęcie świadczenia usług regazyfikacji zaplanowano na przełom 2027 i 2028 r. W czerwcu 2026 r. zapowiedziana została budowa drugiego terminala pływającego, FSRU-2, tym razem jako przedsięwzięcie w pełni komercyjne. Prace morskie i lądowe mają potrwać do 2029 r., a regazyfikacja ruszy w 2030 r.



09 Blok gazowo-parowy CCGT Ostrołęka

Elektrownia gazowo-parowa w Ostrołęce to jeden z bardziej symbolicznych projektów polskiej transformacji energetycznej. Powstaje w miejscu, w którym pierwotnie miał stanąć węglowy blok Ostrołęka C. Inwestorzy – Energa (dziś część Grupy Orlen) i PGNiG (obecnie również w strukturach Orlenu) – zdecydowali się przekształcić projekt w blok gazowo-parowy o mocy netto 745 MWe, zasilany gazem ziemnym wysokometanowym. Pierwotnie pierwszy prąd miał popłynąć już w 2024 r., później termin przesunięto na koniec 2025 r., a finalnie na 2026 r. Według danych spółki z ubiegłego roku budowa była zaawansowana w blisko 70 proc., a na plac budowy dotarły już kluczowe elementy bloku energetycznego. Blok będzie działał w parze z bratnim projektem w Grudziądzu (zaawansowanym w prawie 80 proc.) – oba wspólnie mają zapewnić elastyczne, gazowe wsparcie dla systemu w okresie wygaszania mocy węglowych i dynamicznego przyrostu OZE.



07 Infrastruktura sieciowa pod elektrownię jądrową w Lubiatowie-Kopalinie

Równie duże wyzwanie jak budowa reaktorów to wyprowadzenie mocy do reszty kraju, za co odpowiadają Polskie Sieci Elektroenergetyczne. Serce tej infrastruktury to nowa stacja elektroenergetyczna 400/110 kV w Biebrowie (gm. Choczewo), która zajmie ok. 21 ha. Musi ona leżeć możliwie blisko elektrowni, bo to do niej trafi prąd tzw. liniami blokowymi budowanymi przez Polskie Elektrownie Jądrowe. Decyzja środowiskowa dla stacji już zapadła, co otwiera drogę do dalszych prac projektowych i administracyjnych, choć sama budowa obiektu ma ruszyć dopiero w 2030 r. Z Biebrowa energia popłynie dalej w głąb kraju trzema napowietrznymi liniami 400 kV. Część tej układanki jest już gotowa. PSE zakończyły budowę 192-km ciągu linii 400 kV Bydgoszcz Jasinec–Grudziądz Węgrowo-Pelplin–Gdańsk Przyjaźń wraz z towarzyszącymi stacjami.



10 Elektrownia gazowa w Kozienicach

Grupa Enea buduje dwa bloki gazowo-parowe w technologii CCGT (Combined Cycle Gas Turbine) w Elektrowni Kozienice. Nowe bloki gazowo-parowe o łącznej mocy zainstalowanej brutto około 1336 MWe, znacząco wzmocnią bezpieczeństwo energetyczne oraz elastyczność systemu elektroenergetycznego. Wspierają jednocześnie transformację energetyczną Grupy Enea. Energia elektryczna z pierwszego z uruchomionych bloków gazowo-parowych ma zostać wprowadzona do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego w marcu 2029 roku.

MATERIAŁ PARTNERA: PGE BALTICA

Wiatr z morza buduje fundamenty dla długofalowego rozwoju Polski

PGE Baltica konsekwentnie rozwija największe portfolio projektów morskich farm wiatrowych w Polsce i jedno z większych w Europie, wykorzystując skalę swoich inwestycji do wzmacniania udziału polskich firm w łańcuchu dostaw dla sektora offshore wind.

Morska energetyka wiatrowa stopniowo tworzy wokół siebie nowy ekosystem gospodarczy. Jej rozwój oznacza nie tylko wielomiliardowe inwestycje w nowe moce wytwórcze, ale także zapotrzebowanie na nowoczesne technologie i infrastrukturę oraz wyspecjalizowane usługi i kompetencje. To szansa dla przedsiębiorstw z całej Polski na rozwój nowych obszarów działalności i trwałe wejście do łańcucha dostaw sektora offshore wind.

Fundament bezpieczeństwa i motor transformacji

– Bałtyk już wkrótce ma szansę stać się jednym z najważniejszych obszarów budowy nowych, stabilnych i niskoemisyjnych źródeł energii dla gospodarki. Polska do 2030 roku planuje osiągnąć 5,9 GW mocy zainstalowanej w morskiej energetyce wiatrowej, a do 2040 roku ten potencjał może wzrosnąć nawet do 18 GW – powiedziała Eliza Zeidler, wiceminister aktywów państwowych, otwierając konferencję dotyczącą inauguracji programu Agencji Rozwoju Przemysłu dla polskich firm chcących wejść do sektora morskiej energetyki wiatrowej. – Sektor będzie jednym z motorów transformacji energetycznej i fundamentów bezpieczeństwa energetycznego Polski – dodała wiceminister Zeidler.

Wśród podmiotów odpowiedzialnych za rozwój sekto-

ra morskiej energetyki wiatrowej kluczową rolę odgrywa PGE Baltica, która dysponuje największym portfelem zaawansowanych projektów offshore wind w Polsce.

PGE Baltica jest liderem polskiego sektora offshore wind. Spółka ma zabezpieczone kontrakty różnicowe (CfD) dla trzech projektów: Baltica 2, Baltica 3 oraz Baltica 9+, o łącznej mocy około 3,8 GW. Projekty te mają zapewniony stabilny model przychodowy, co tworzy solidną podstawę do ich realizacji i otwiera perspektywę budowy trwałych kompetencji oraz wzrostu local contentu w polskim sektorze morskiej energetyki wiatrowej.

Morska farma wiatrowa Baltica 2, realizowana wspólnie przez PGE i Ørsted, znajduje się obecnie w zaawansowanej fazie budowy. Na morskim placu budowy zainstalowano już wszystkie 111 fundamentów – 107 pod turbiny wiatrowe oraz 4 pod morskie stacje elektroenergetyczne. Tym samym projekt osiągnął kolejny ważny kamień milowy. Instalacja fundamentów, będąca jedną z najbardziej wymagających operacji na morzu, została zakończona nawet szybciej, niż pierwotnie zakładano.

Pod względem mocy produkcyjnej jest to jedna z największych inwestycji energetycznych realizowanych obecnie w Polsce i jedna z największych w Europie. Po zakończeniu budowy wyprodukuje energię odpowiadającą rocznemu zapotrzebowaniu ok. 2,5 mln gospodarstw domowych. Powsta-

je około 40 km od linii brzowej, na wysokości Ustki i Łeby, a jej pełne uruchomienie planowane jest w 2027 roku.

Równolegle PGE Baltica rozwija kolejne projekty na Bałtyku: projekt Baltica 3 o planowanej mocy 1 GW i projekt Baltica 9+ o planowanej mocy 1,3 GW, z których pierwszy prąd popłynie do 2032 roku. Pozwala to Grupie PGE konsekwentnie umacniać pozycję lidera w polskim offshore i przygotowywać się do kolejnych etapów rozwoju morskiej energetyki wiatrowej.

Silni dzięki krajowemu zapleczu

Rozwój morskiej energetyki wiatrowej otwiera przed polskim przemysłem nowe możliwości, a krajowe firmy już dziś uczestniczą w realizacji kluczowych elementów inwestycji offshore. Szczególną rolę odgrywa Pomorze, które dzięki swojemu zapleczu portowemu, stoczniowemu, produkcyjnemu i logistycznemu jest naturalnym centrum rozwoju branży nad Morzem Bałtyckim.

Widać to na przykładzie morskiej farmy wiatrowej Baltica 2, realizowanej przez PGE wspólnie z Ørsted. Firmy z regionu są zaangażowane m.in. w budowę bazy operacyjno-serwisowej w Uście oraz lądowej stacji transformatorowej w Osiekach Lęborskich. Polski przemysł uczestniczy również w produkcji elementów wyposażenia fundamentów (secondary steel), wież turbin wiatrowych oraz w obsłudze logi-



Rozwój **morskiej energetyki wiatrowej** to jeden z kluczowych projektów infrastrukturalnych realizowanych obecnie w Polsce

stycznej dostaw na potrzeby budowy farmy.

Co istotne, krajowy łańcuch dostaw dla offshore obejmuje również firmy z głębi kraju. Dobrym przykładem jest zakład Smulders w Żarach, który wyprodukował wewnętrzne platformy podwieszane dla fundamentów. Dzięki temu korzyści gospodarcze z rozwoju sektora trafiają do różnych regionów Polski.

To pokazuje, że rozwój offshore może opierać się na kompetencjach budowanych w Polsce i jednocześnie wzmacniać krajowe zaplecze przemysłowe na kolejne lata.

Budowa komponentu krajowego na dłużej

W ostatnich latach obserwujemy bardzo szybki rozwój kompetencji polskich firm zaangażowanych w krajowe

inwestycje offshore. Coraz częściej uczestniczą one w realizacji kluczowych elementów projektów, a nie tylko wspierających zakresów prac. To pozwala z optymizmem patrzeć na ich udział w kolejnych inwestycjach – podkreśla Bartosz Fedurek, prezes zarządu PGE Baltica.

Z naszej perspektywy ważne jest, aby rozwój morskiej energetyki wiatrowej przekładał się na rozwój krajowego przemysłu. Im silniejszy krajowy łańcuch dostaw, tym większe korzyści dla polskiej gospodarki i tym większe bezpieczeństwo realizacji inwestycji. Długoterminowo istotne jest również, aby polskie firmy uczestniczyły w projektach realizowanych na różnych rynkach. Funkcjonowanie w konkurencyjnym otoczeniu stymuluje rozwój kompetencji, efektywności i innowacyjności, a także po-

zwala dywersyfikować ryzyko biznesowe.

Szczególne znaczenie w tym kontekście ma projekt Baltica 9+, który PGE Baltica chce uczynić wzorcowym przykładem wdrażania idei local contentu w praktyce. Spółka stawia na podejście „local content by design”, czyli uwzględnianie potencjału krajowego przemysłu już na etapie projektowania i przygotowania inwestycji, a nie dopiero podczas wyboru wykonawców.

Takie podejście tworzy realne warunki do zwiększania udziału polskich przedsiębiorstw w łańcuchu dostaw, ale przede wszystkim buduje kompetencje i potencjał przemysłowy, które pozostaną w polskiej gospodarce na dłużej i będą mogły być wykorzystywane przy kolejnych projektach offshore w Polsce i za granicą.

ROZMOWA

Budujemy trwałe miejsce dla polskich firm w offshore

Polski offshore wchodzi w kolejny etap rozwoju, a wraz z nim rosną możliwości dla krajowych przedsiębiorstw. Jaką rolę chce odegrać PGE Baltica, gdzie polskie firmy mogą budować swoje specjalizacje i jak przygotować się do udziału w projektach offshore wind? O tym w rozmowie z Bartoszem Fedurkiem, prezesem zarządu PGE Baltica.

Jak PGE Baltica widzi swoją rolę w rozwoju morskiej energetyki wiatrowej na Morzu Bałtyckim?

PGE Baltica aktywnie uczestniczy w budowie polskiego sektora offshore wind, rozwijając największe portfolio projektów w polskiej części Morza Bałtyckiego. Mamy zabezpieczone kontrakty różnicowe dla projektów Baltica 2, Baltica 3 i Baltica 9+

o łącznej mocy ok. 3,8 GW, a jednocześnie utrzymujemy gotowość do rozwoju kolejnych projektów. Patrzymy jednak na offshore wind przez pryzmat całego cyklu życia inwestycji. O ile uwaga rynku często koncentruje się na etapie budowy morskich farm wiatrowych, o tyle blisko połowa wydatków przypada na ponad 30-letni okres eksploatacji i utrzymania tych farm. Dlatego już dziś budujemy w PGE Baltica unikalne kompetencje w obszarze operowania i serwisowania morskich farm wiatrowych. I to właśnie ta faza stwarza równie duży potencjał do rozwoju krajowych kompetencji, tworzenia miejsc pracy i zwiększania udziału polskich firm w łańcuchu dostaw.

Jako lider rynku czujemy szczególną odpowiedzialność



za rozwój całego sektora. Dlatego patrzymy na offshore wind nie tylko przez pryzmat budowy farm wiatrowych, ale również jego wpływu na gospodarkę, przemysł i krajowy łańcuch dostaw.

Jak dziś zmienia się rola polskich firm w rozwoju morskiej energetyki wiatrowej i gdzie widać największy

potencjał do budowania krajowych kompetencji?

Dziś coraz częściej rozmawiamy już nie o tym, jakich kompetencji brakuje na polskim rynku, ale o tym, w jakich obszarach możemy budować silną krajową specjalizację. Chcemy, by polskie firmy nie tylko uczestniczyły w pojedynczych projektach offshore, ale stały się też trwałym elementem łańcucha dostaw, również na rynku europejskim.

Dla nas local content to nie tylko procentowy KPI, tym bardziej że zależy on od zastosowanej metodyki liczenia, która dziś jest w opracowaniu. To przede wszystkim solidna edukacja, budowa kompetencji, perspektywiczne miejsca pracy oraz konkurencyjność i potencjał polskiego przemysłu budowany na lata.

Jak w praktyce wygląda zaangażowanie PGE Baltica w budowanie jak największego komponentu krajowego w projektach morskiej energetyki wiatrowej?

Stawiamy przede wszystkim na proaktywny i otwarty dialog z dostawcami. Stale mapujemy potencjał rynku, pomagamy, podpowiadamy i wyjaśniamy, organizujemy szkolenia i warsztaty, które pozwalają firmom lepiej przygotować się do udziału w postępowaniach przetargowych i projektach offshore wind. Za te działania odpowiada dedykowany zespół PGE Baltica ds. rozwoju local contentu, którego zadaniem jest budowanie trwałych relacji z dostawcami i wspieranie rozwoju krajowego łańcucha dostaw.

W 2025 r. zorganizowaliśmy dziesięć takich

otwartych spotkań, a od początku 2026 r. kolejnych dziesięć. Następne, poświęcone dostawcom kabli, odbędzie się 24 września, a do końca roku planujemy kolejne wydarzenia. Dodatkowo prowadzimy regularne dyżury zakupowe w naszym biurze w Gdańsku, celowo lokując je w samym sercu rozwijającego się polskiego sektora offshore wind. Pozwala nam to utrzymywać bezpośredni kontakt z dostawcami i lepiej rozumieć potrzeby oraz potencjał krajowego rynku.

Jednocześnie staramy się tak projektować zakresy prac i wymagania przetargowe, aby przy zachowaniu najwyższych standardów jakości i bezpieczeństwa były one jak najbardziej dostępne dla szerokiego grona kompetentnych krajowych dostawców.

RYNEK SUROWCÓW

Najgłębszy globalny kryzys. Wciąż brak pomysłu na jego finał

Wahające się nieustannie ceny ropy i gazu mają wpływ nie tylko na sytuację na rynku tych dwóch nośników energii. Cierpią gospodarstwa domowe, budżety krajów, handel oraz przyszłe inwestycje.

DANUTA WALEWSKA

Dzisiaj naprawdę trudno jest policzyć, ile było pozorowanych zawieszonych broni między Stanami Zjednoczonymi. Pozornych, bo żadne z nich nie było honorowane przez dłuższą niż kilkanaście godzin. W efekcie ceny ropy i gazu są rozchwytywane, rządy nerwowo poszukują gwarancji nowych dostaw, a firmy i inwestorzy nieustannie oceniają ryzyko i to, jak długo są w stanie je ponieść. A według analiz Instytutu Ekonomii Energii i Analiz Finansowych (IEEFA) nawet gdyby rzeczywiście zawieszono broń oznaczało względny spokój, to w przypadku cieśniny Ormuz przywrócenie jej pełnej operacyjności zajmie przynajmniej pół roku dla transportu ropy i jeszcze dłużej do przywrócenia transportu gazu do poziomu sprzed wybuchu wojny USA-Iran.

Jakie w takim razie są scenariusze na przyszłość?

■ Surowce energetyczne z importu pozostają głównymi gwarantami bezpieczeństwa energetycznego

W tym przypadku przedłużająca się eskalacja konfliktu skutkuje drogimi paliwami, wzrostem inflacji, presją na stopy procentowe, niekorzystną sytuacją w bilansach handlowych i spowolnieniem wzrostu gospodarki.

Najlepszym przykładem jest tutaj Azja. Według wyliczeń IEEFA Pakistan, Filipiny oraz Japonia są aż w 90 proc. uzależnione od dostaw ropy z Zatoki Perskiej. I to te kraje właśnie dzisiaj są najbardziej zagrożone jakimikolwiek przerwami w dostawach czy nagłymi ruchami cen. W nieco

lepszej sytuacji są Indie, które wprowadziły również import 90 proc. ropy z krajów zatoki, to już w przypadku gazu, w tym także LNG, kierunki dostaw są bardziej zdywersyfikowane.

Budowanie strategii energetycznej opartej na importowanych paliwach kopalnych powoduje rosnące ryzyko dla przemysłu, finansów państwa oraz inflacji.

■ LNG traci swój status wiarygodnego paliwa w czasach transformacji

Dotychczas LNG był uznawany za wiarygodne paliwo alternatywne dla krajów przebudowujących swój miks energetyczny. Wystawienie tego nośnika energii na ryzyko geopolityczne i cenowe całkowicie zmieniłoby tę sytuację. Dla producentów LNG, takich jak chociażby Australia, USA i Katar, byłaby to fatalna wiadomość.

W wielu krajach, w tym przede wszystkim w Chinach i Wietnamie, mocno zaawansowane projekty produkcji LNG już zostały wstrzymane. W innych krajach środki zostały przekierowane na inwestycje w produkcję energii ze źródeł odnawialnych, bo uznano, że tylko w ten sposób można doprowadzić do zmniejszenia uzależnienia od paliw kopalnych z importu.

W przypadku Europy polityka uniezależnienia się od dostaw gazu ziemnego przesłanego rurociągami zwiększyła uzależnienie od LNG, jednocześnie nie spowodowała usunięcia ryzyka geopolitycznego. Zyskały na tym Stany Zjednoczone. Tylko od marca do maja 2026 wzrost amerykańskiego udziału w imporcie LNG przez kraje UE wzrósł o 60 proc. Zwiększyły się także dostawy rosyjskie w tym okresie – o 25 proc. Zauważono



Prezydent USA **Donald Trump** okazał się kluczowym graczem na rynku surowców. Tylko czy o takie zmiany mu chodziło?

jednak nowe zjawisko: generalnie popyt na LNG w Europie zaczął spadać. Co nie oznacza jednak, że zmniejsza się wpływ cen gazu na ceny energii elektrycznej. Nadal większość energii elektrycznej produkowanej na naszym kontynencie pochodzi z gazu.

■ Koszty zmian w miksie energetycznym ponoszą konsumenci, podafnicy i branże energochłonne

Rządom na dzisiaj konieczne są narzędzia do złagodzenia kryzysu energetycznego w krótkim czasie. Może to być racjonowanie paliw, wprowadzenie limitów cenowych, subsydia i wynegocjowanie szybkich dostaw w sytuacji wyjątkowego zaostreżenia kryzysu. Te wszystkie środki mogą na krótki czas złagodzić skutki kryzysu. Tyle że taka polityka doprowadzi jedynie do zwiększonego uzależnienia od paliw kopalnych w dłuższym czasie.

W Japonii na subsydia do cen paliw w latach 2022–2026 wydano 77 mld dol. To kwota, na którą mało który kraj na świecie może sobie

pozwolić. W Polsce dwa programy CPN wiązały się z kosztem dla budżetu w wysokości 4,7 mld zł w pierwszej edycji, a edycja druga to koszt 495 mln zł.

W Stanach Zjednoczonych nie było chwili wahania. Energetyczny koszt wojny z Iranem został przełożony na konsumentów. A światowy kryzys uznano za szansę zwiększenia eksportu LNG. W Indiach firmy zajmujące się marketingiem wzięły na siebie wzrost kosztów oleju wykorzystywanego do gotowania w domu (4 mld dol.), a biedny Bangladesz wysupłał miliard dolarów na subsydia do importu LNG.

W tym przypadku wniosek jest jeden: szukanie pieniędzy do zasypania dziury spowodowanej większymi wydatkami na importowane ropę i gaz spowoduje jedynie coraz większą ekspozycję na niekontrolowane ceny ropy i gazu.

■ Szok cenowy rozlewa się poza rynek ropy i gazu

Ten kryzys stanowi również sprawdzian dla łańcuchów dostaw. Przerwy w ich funkcjonowaniu to testy dla transportu

żywności, produkcji, technologii oraz przemysłu ciężkiego.

Przed wojną amerykańsko-irańską przez cieśninę Ormuz przepływała ok. jedna trzecia dostaw nawozów sztucznych transportowanych drogą morską i 7–8 proc. globalnych dostaw tych produktów. Region Zatoki Perskiej jest również znaczącym dostawcą helu niezbędnego do produkcji półprzewodników, polietylenu i aluminium. W Indiach obecnym kryzys grozi koniecznością zwolnienia 5 mln pracowników. W Bangladeszu pojawiła się groźba likwidacji firm z przemysłu odzieżowego.

■ Co można zrobić, żeby nie spełnił się czarny scenariusz?

Odpowiedź jest prosta, ale środki bardzo trudne do zrealizowania. To ograniczenie popytu, elektryfikacja oraz inwestowanie w produkcję energii odnawialnej. To środki, które dadzą efekty, ale całego problemu nie rozwiążą. Z pewnością ułatwi to ograniczenie ekspozycji na wykorzystanie paliw kopalnych, a nie poszukiwanie nowych dostawców. Na pierwszej linii frontu znaleźli się Koreańczycy, którzy bardzo przyspieszyli wykorzystanie źródeł energii odnawialnej.

Bank Światowy wyliczył, że w Indiach korzystanie z energii elektrycznej, a nie gazu LNG przy przygotowywaniu domowych posiłków obniżyłoby koszty o 37 proc. I byłoby o 14 proc. tańsze od gotowania na gazie naturalnym. Pakistańczycy z kolei postawili na energię słoneczną, jednocześnie zmniejszając import gazu i ropy, i już odczuwają korzyści tej decyzji.

Zdaniem Międzynarodowej Agencji Energetycznej są jeszcze inne możliwe środki do zastosowania, dające mniejsze efekty, ale łatwiejsze i mniej kosztowne do szybkiego wprowadzenia w praktyce. To znana z czasów pandemii praca zdalna, tam, gdzie tylko jest to możliwe. W ten sposób można z powrotem ograniczyć zużycie

paliwa. Ta metoda została zastosowana już w wielu krajach, głównie w Azji. W Pakistanie i na Filipinach, w Indonezji i na Sri Lance pracownicy administracji państwowej pracują tylko cztery dni w tygodniu. Także uczniowie i studenci więcej czasu spędzają na nauce w domu niż w szkolnych klasach.

W kilku krajach o gorącym klimacie wydano rozporządzenie o podwyższeniu temperatury w pomieszczeniach biurowych, co ograniczyło korzystanie z klimatyzatorów. W Jordani, gdzie latem panuje temperatura powyżej 40 stopni, administracyjnie zakazano korzystania z klimatyzacji. Pojawiły się także naciski na korzystanie z transportu publicznego, co ogranicza zużycie paliwa. We Francji biedniejsze rodziny mogą skorzystać z subsydium przy kupowaniu samochodów z napędem elektrycznym. Na Litwie ceny biletów na przejazdy koleją obniżono o połowę. W Chile taksówkarze otrzymują dotacje do kupna aut elektrycznych. W Tajlandii i Argentynie administracyjnie podwyższono limit udziału biopaliwa w paliwie sprzedawanym na stacjach.

Większość krajów importujących ropę i gaz ograniczyła podróże służbowe pracowników instytucji państwowych i władz centralnych. W Jordani i Pakistanie takich podróży wręcz zakazano.

Nie brakuje również bezpośrednich interwencji na rynku paliw. Polska wprowadziła CPN, Chorwacja i Węgry narzuciły ceny maksymalne. Czechy wprowadziły limity dla zysków dystrybutorów. Chińczycy z kolei zainteresowali w rafineriach, wprowadzając limit cenowy w rafineriach.

Te wszystkie posunięcia są rozwiązaniami częściowymi, raczej na kilka tygodni, góra na kilka miesięcy. Ich efekt jest jednak szybki i jest mało prawdopodobne, aby rzeczywiście stanowiły rozwiązanie na dłuższą metę. /©©

masz pytanie,
wyślij e-mail do autorki

danuta.walewska@rp.pl



Wydobycie ropy

to nie największy problem. Dziś najważniejszy okazuje się jej transport

ROZMOWA

Inwestorzy zmieniają podejście do OZE. Sam projekt to za mało

Weszliśmy w nowy etap rozwoju OZE, w którym podejście inwestorów stało się znacznie bardziej selektywne. Nie chodzi już wyłącznie o budowanie nowych mocy wytwórczych, ale przede wszystkim o zdolność projektu do generowania wartości w wymagających warunkach rynkowych – mówi **Marek Motyl**, CEO Sunly Polska.

MATERIAŁ POWSTAŁ WE WSPÓŁPRACY
Z **SUNLY POLSKA**

Czy era łatwych projektów OZE już się skończyła? Jakie są największe wyzwania, jeśli chodzi o nowe inwestycje?

Nie powiedziałbym, że era łatwych projektów OZE się skończyła, bo tak naprawdę nigdy jej nie było. Zmieniły się natomiast oczekiwania rynku i sposób, w jaki dziś budujemy wartość projektu. Jeszcze kilka lat temu można było patrzeć na inwestycję głównie przez pryzmat jednego aktywa i jego generacji. Dziś to za mało – sam projekt PV nie zawsze tworzy wystarczającą wartość.

Przyszłość należy do hubów energetycznych, które łączą PV, wiatr, magazyny energii BESS i dobrze zaprojektowany offtake. Kluczowe pytanie nie brzmi więc już: „ile energii wyprodukuje ten projekt?”, ale: „ile różnych źródeł wartości jesteśmy w stanie wokół niego zbudować?”. Im więcej tych wartości potrafimy połączyć w jednym modelu biznesowym, tym większa odporność projektu i szansa na jego realizację.

Czy finansowanie projektów jest problemem? Jakie modele inwestycyjne i kontraktowe są dziś popularne?

Finansowanie samo w sobie nie jest dziś największym problemem. Kapitał na rynku jest dostępny, ale stał się znacznie bardziej selektywny. Inwestorzy i banki patrzą na projekty szerzej niż tylko przez pryzmat warunków przyłączenia czy prognozowanej generacji – kluczowa staje się zdolność projektu do budowania wartości w różnych warunkach rynkowych i wykorzystania synergii między różnymi źródłami przychodów.

Dlatego coraz większego znaczenia nabierają hybrydowe modele inwestycyjne i kontraktowe, łączące długoterminowe umowy PPA, ekspozycję na rynek energii oraz przychody z elastyczności i usług systemowych. Dziś nie wystarczy mieć projektu, żeby pozyskać finansowanie. Trzeba mieć projekt, który potrafi przekonująco pokazać, skąd będzie generował wartość przez kolejne 15–20 lat.

Dużo mówiło się o barierach administracyjnych. Jak to wygląda dziś?

W obszarze procedur administracyjnych wciąż istnieje duża przestrzeń do poprawy. Nie chodzi wyłącznie o czas wydawania decyzji, ale przede wszystkim o przewidywalność całego procesu inwestycyjnego – dziś zbyt często trudno określić, ile czasu zajmie przejście przez kolejne etapy. Dodatkowo projekty OZE stają się coraz bardziej złożone – rozwijamy już nie tylko pojedyncze instalacje, ale całe huby energetyczne, a procedury nie zawsze nadążają za ewolucją modeli biznesowych.

Moim zdaniem największą wartością dla inwestorów nie jest dziś samo skrócenie procedur, ale stworzenie stabilnego, transparentnego

i przewidywalnego otoczenia regulacyjnego. Kapitał potrafi zaakceptować długi proces inwestycyjny, jeżeli zna jego zasady i potrafi oszacować ryzyko. Znacznie trudniej jest mu zaakceptować niepewność, która bezpośrednio przekłada się na koszt i ostateczną decyzję o realizacji inwestycji.

A co z barierami legislacyjnymi? Które sprawiają największy problem?

Największym wyzwaniem nie jest dziś pojedynczy przepis, ale brak spójności i przewidywalności otoczenia regulacyjnego. Rynek OZE rozwija się bardzo dynamicznie, pojawiają się nowe technologie i modele biznesowe, a legislacja nie zawsze nadąża.

Dobrym przykładem są projekty hybrydowe, łączące fotowoltaikę, wiatr i magazyny energii. To naturalny kierunek rozwoju, ale ramy prawne nie zawsze są wystarczająco jasne, co prowadzi do rozbieżnych interpretacji przepisów, wydłużenia procedur, a w skrajnych przypadkach nawet do wstrzymania procesu inwestycyjnego. Istotnym wyzwaniem pozostają też regulacje dotyczące przyłączeń do sieci, zagospodarowania przestrzennego oraz rozwoju energetyki wiatrowej.

Nie oczekujemy, że regulacje będą eliminować ryzyko inwestycyjne. Oczekujemy, że będą tworzyć jasne i stabilne zasady, w ramach których będziemy mogli tym ryzykiem świadomie zarządzać.

Przyłączenia do sieci – czy wciąż są wąskim gardłem?

Przyłączenia do sieci wciąż pozostają jednym z kluczowych wyzwań dla rozwoju OZE w Polsce.

” Rynek OZE rozwija się bardzo dynamicznie, pojawiają się nowe technologie i modele biznesowe, a legislacja nie zawsze nadąża. Dobrym przykładem są projekty hybrydowe, łączące fotowoltaikę, wiatr i magazyny energii

Z zainteresowaniem przyglądam się zmianom, jakie przyniesie ustawa UC84 – to, czy i w jakim stopniu zmienią one sytuację inwestorów, pokaże dopiero praktyka.

Czy wchodzimy w nowy etap rozwoju OZE? Na czym polega dzisiejsze podejście inwestorów?

Nie wystarczy już mieć pomysłu na to, jak wyprodukować energię. Musimy mieć również pomysł na to, jak zarządzić każdym wygenerowanym elektronem i jak maksymalizować jego wartość – to ta umiejętność będzie decydować o tym, które projekty znajdą finansowanie.

Dobrym przykładem jest Grupa Sunly, która na rynkach bałtyckich zarządza energią w sposób zdywersyfikowany, łącząc trading, usługi systemowe, dostawy ciepła oraz sprzedaż do odbiorców końcowych – budując ekosystem



MATE PRAS.

wokół produkcji, a nie tylko samą generację.

Czy ograniczenia sieciowe, curtailment i ceny ujemne podważają zasadność inwestycji w OZE? Czy cable pooling i integracja z magazynami energii mogą ograniczyć te ryzyka?

modelu, w którym aktywnie zarządzamy momentem jej dostarczenia na rynek i maksymalizujemy jej wartość. Przyszłość OZE nie będzie opierać się wyłącznie na zwiększaniu generacji, ale przede wszystkim na umiętności elastycznego zarządzania energią.

Jak rozwija się rynek magazynów energii w Polsce? Jakie są największe wyzwania?

Rynek magazynów energii w Polsce rozwija się dynamicznie, choć wolniej, niż jeszcze niedawno prognozowano. Wyzwaniem pozostaje przejście od ambitnych planów do realizacji projektów na dużą skalę.

Największą barierą jest dziś przewidywalność przychodów, a co za tym idzie – możliwość pozyskania finansowania. Model biznesowy magazynów opiera się na wielu strumieniach przychodów, takich jak arbitraż cenowy, usługi systemowe czy rynek mocy, a ich wartość i dostępność mogą zmieniać się w czasie, co utrudnia budowanie prognoz finansowych i ocenę ryzyka przez banki. Kluczowym wyzwaniem nie jest więc sama technologia, ale zbudowanie stabilnego i bankowalnego modelu biznesowego wokół niej.

Co z akceptacją społeczną? Czy instalacje solarne są lepiej przyjmowane przez społeczności niż wiatrak?

Akceptacja społeczna dla fotowoltaiki jest dziś na dobrym i stabilnym poziomie. W przypadku energetyki wiatrowej również obserwujemy poparcie

ogólnospołeczne, jednak proces inwestycyjny jest znacznie bardziej wrażliwy na lokalne obawy i dezinformację, która potrafi wywrócić do góry nogami nawet dobrze przygotowany proces konsultacji społecznych.

Dlatego kluczowe znaczenie ma dziś nie tylko komunikacja projektu, ale przede wszystkim budowanie zaufania i otwarty dialog z lokalnymi społecznościami – rzetelne odpowiadanie na obawy mieszkańców, oddzielanie faktów od dezinformacji i pokazywanie konkretnych korzyści dla lokalnej społeczności. Akceptacji społecznej nie powinno się traktować jako formalnego etapu procesu inwestycyjnego, ale jako jeden z fundamentów powodzenia całego projektu.

Jak wygląda współpraca z samorządami?

Współpraca z samorządami jest bardzo zróżnicowana i w dużej mierze zależy od podejścia lokalnych władz do transformacji energetycznej oraz ich doświadczenia w realizacji tego typu inwestycji. Są samorządy, które doskonale rozumieją potencjał OZE i aktywnie wspierają nowe projekty, dostrzegając w nich szansę na dodatkowe wpływy do budżetu. Są jednak i takie, w których proces napotyka trudności wynikające z obaw społecznych czy ograniczonych zasobów administracyjnych.

Dla nas współpraca z samorządem nie sprowadza się do obecności na lokalnych dożynkach czy sfinansowania wozu strażackiego. Chcemy być integralną częścią lokalnej społeczności, budować długoterminowe relacje i dzielić się sukcesem inwestycji przez cały okres jej funkcjonowania. Wierzymy, że mieszkańcy powinni nie tylko akceptować obecność OZE w swoim otoczeniu, ale również realnie uczestniczyć w korzyściach, jakie te inwestycje generują. To partnerskie podejście, oparte na wzajemnym zaufaniu, powinno być fundamentem współpracy inwestorów z samorządami.

Co z cenami energii? Czego możemy spodziewać się w krótkim, średnim i długim terminie?

To temat znacznie bardziej złożony niż samo OZE. Na ceny energii wpływa wiele czynników – od otoczenia regulacyjnego, przez sytuację geopolityczną, po tempo rozwoju infrastruktury sieciowej i transformacji całego systemu energetycznego. Dlatego trudno dziś odpowiedzialnie wskazać jeden scenariusz kształtowania się cen.

Niemniej OZE daje nam realną szansę na budowanie niezależności energetycznej i większej odporności na zewnętrzne zawirowania. Energia jest fundamentem praktycznie każdej dziedziny gospodarki, dlatego powinniśmy tworzyć przestrzeń do jej produkcji lokalnie, w skali odpowiadającej naszym obecnym i przyszłym potrzebom. Łącząc generację OZE, magazyny energii, elastyczność i odpowiednio rozwiniętą infrastrukturę sieciową, możemy lepiej bilansować podaż i popyt oraz w dłuższej perspektywie tworzyć warunki do obniżania cen energii dla odbiorców końcowych. W takim kompleksowym podejściu widzimy największą szansę na budowę konkurencyjnego i odpornego systemu energetycznego.

RAPORT

Polska Energia 2026