



METAMORWORKS/SHUTTERSTOCK.COM

**prof. Jan Kozłowski**

Członek rzeczywisty PAN, członek czynny PAU, emerytowany profesor Instytutu Nauk o Środowisku UJ i profesor Państwowej Wyższej Szkoły Zawodowej w Tarnowie. Zajmuje się głównie biologią ewolucyjną, ale od lat prowadzi wykłady na temat odnawialnych źródeł energii i transformacji energetycznej.  
[jan.kozlowski@uj.edu.pl](mailto:jan.kozlowski@uj.edu.pl)

# MIKS ENERGETYCZNY WCZORAJ, DZIŚ I JUTRO

Na temat miksu energetycznego różne grupy społeczne mają odmienne zdania. Zmienia się on w czasie, w tempie, którego większość konsumentów energii nie docenia. Zmienia się nawet w Polsce, z pewnością niebędącej liderem transformacji energetycznej.

## Jan Kozłowski

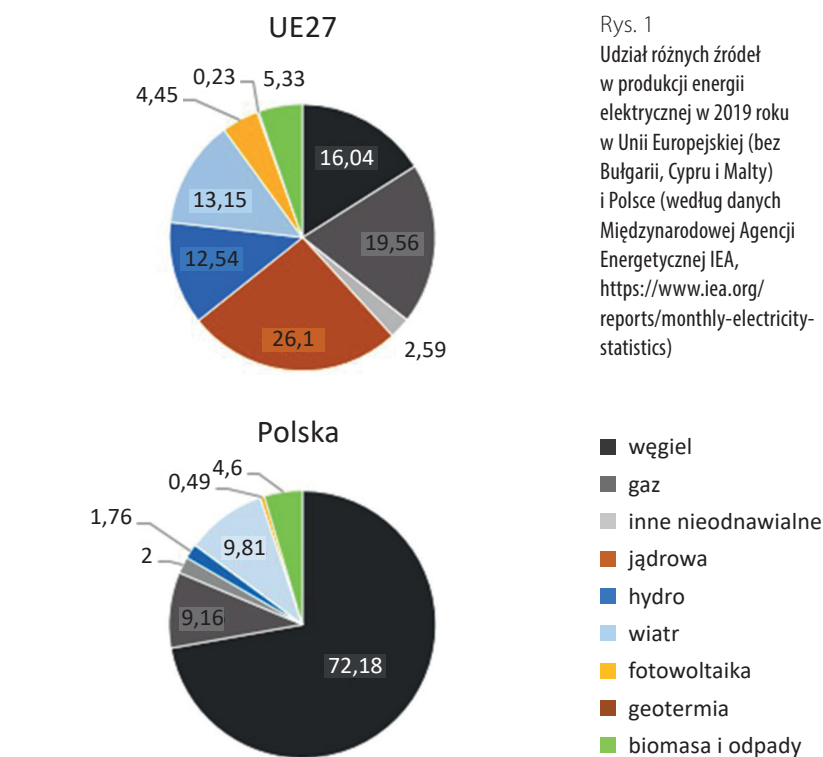
Instytut Nauk o Środowisku  
Uniwersytetu Jagiellońskiego w Krakowie

**M**iks energetyczny jest pojęciem, które pojawia się coraz częściej, nawet w prasie codziennej. Energia elektryczna może pochodzić z różnych źródeł: odnawialnych i nieodnawialnych, emisyjnych i nieemisyjnych. Miks energetyczny to udział poszczególnych źródeł w produkcji tej energii.

Zapytany o źródło energii elektrycznej w naszym kraju przechodzień odpowie zapewne, że jest to węgiel. Jeszcze kilkanaście lat temu rzeczywiście 95 proc. energii było produkowane z tego surowca, dziś już tylko (choć raczej – aż) nieco ponad 72 proc. (rys. 1). Inne spojrzenie na miks energetyczny będą mieli walczący o ochronę klimatu – dla nich istotne jest, że im więcej energii ze źródeł odnawialnych, tym mniej emisji dwutlenku węgla, a inne zarządzający sieciami energetycznymi – dla nich im więcej energii z niestabilnych źródeł, takich jak wiatr i słońce, tym więcej kłopotów.

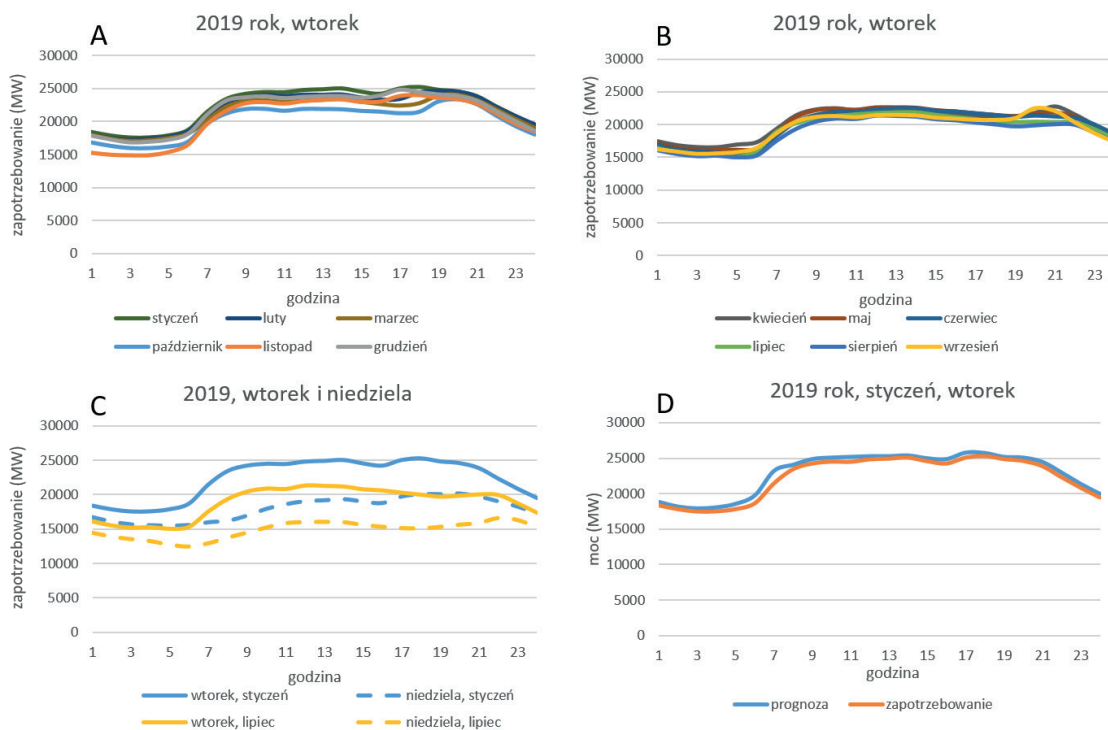
## Zmienność zapotrzebowania energii elektrycznej

Możliwości magazynowania energii elektrycznej są ciągle bardzo ograniczone, zapotrzebowanie jest



Rys. 1  
Udział różnych źródeł w produkcji energii elektrycznej w 2019 roku w Unii Europejskiej (bez Bułgarii, Cypru i Malty) i Polsce (według danych Międzynarodowej Agencji Energetycznej IEA, <https://www.iea.org/reports/monthly-electricity-statistics>)

bardzo zmienne, a poważniejsze zakłócenia w sieci mogą doprowadzić do blackout, czyli poważnej awarii systemowej o nagłym i niespodziewanym charakterze, powodującej dłuższą przerwę w dostawie energii elektrycznej na dużym obszarze. Zmienność zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce przedstawia rys. 2. Zmienność dobową w dni robocze



Rys. 2  
Zmienność dobową zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce od stycznia do marca i od października do grudnia (A); od kwietnia do września (B); różnice między dniem roboczym (wtorek) i niedzielą (C); różnica między zapotrzebowaniem prognozowanym i rzeczywistym we wtorek 15 stycznia 2019 roku – dla innych dat sytuacja wygląda podobnie (D). Dla porównania wybrano wtorki najbliższe środka każdego miesiąca (A i B) lub wtorek i najbliższą niedzielę w połowie miesiąca (C). Na podstawie danych PSE





Widok z lotu ptaka na zapórę solińską, położoną na Jeziorze Solińskim. Elektrownia wodna w Solinie w powiecie leskim

jest podobna, choć w miesiącach o większym nasłonecznieniu amplituda różnic dobowych jest mniejsza (por. A i B). Dynamika dobowego zapotrzebowania różni się za to znacznie między dniami roboczymi i świątecznymi (C). Dobowe i tygodniowe zmiany są łatwe do przewidzenia na podstawie wcześniejszych doświadczeń (D).

## Miks energetyczny a konieczność zapewnienia stabilności sieci

Najwygodniejsze z punktu widzenia operatora odpowiedzialnego za funkcjonowanie sieci (w Polsce PSE – Polskie Sieci Energetyczne) są tzw. źródła dysponowalne, takie jak elektrownie jądrowe, gazowe czy węglowe. Mogą być włączane zawsze, jeśli zajdzie taka potrzeba, o ile nie mają awarii lub planowanego remontu. Z punktu widzenia operatora jest też istotne, jak szybko można je włączać lub wyłączać, czy ogólniej – zwiększać lub zmniejszać ich moc. Najdłużej włącza się generatory węglowe, dlatego takie elektrownie muszą posiadać tzw. wirującą rezerwę mocy, czyli zapas pary, który umożliwia szybkie rozpędzenie już działających generatorów; tzw. rezerwa zimna, czyli zaczynanie od rozpalenia kotłów, zabiera minimum kilka godzin, jej wykorzystanie musi być zatem planowane z dużym wyprzedzeniem. Znacznie łatwiej i szybciej włącza się elektrownie gazowe typu CCGT, a szczególnie szybko gazowe typu OCGT (około 10 minut) – różnica między tymi typami jest przedstawiona dalej. Elektrownie gazowe OCGT mają odgrywać dużą rolę w równoważeniu podaży i popytu w miarę zwiększania udziału energii ze źródeł niedysponowalnych, czyli pochodzącej z elektrowni wiatrowych

i fotowoltaiki. Konieczność posiadania odpowiedniej mocy generatorów OCGT zwiększa koszty systemowe źródeł niedysponowalnych. Koszty te zwiększa także konieczność częstszego wykorzystywania energii produkowanej przez elektrownie szczytowo-pompowe. W elektrowniach tych woda jest pompowana do górnego zbiornika przy nadwyżkach energii, a spływa w dół, napędzając generatory przy niedoborach energii. Zatem elektrownie te nie są w bilansie źródłami energii, lecz tę energię konsumują, ze względu na nieuniknione straty; w 2019 roku to pompowanie pochłonęło ponad 39 proc. energii wyprodukowanej przez wszystkie hydroelektrownie, chociaż w porównaniu z całą produkcją energii elektrycznej zużycie to było niewielkie, rzędu 0,7 proc.

Rosnący udział energii z wiatru i ze słońca jest wyzwaniem dla operatorów sieci. Na razie jest on w Polsce zwykle niewielki: z wiatru 9,81, a ze słońca 0,49 proc. w 2019 roku. Będzie on jednak rósł. Jeśli porównamy okres od października 2018 do września 2019 roku z okresem od października 2019 do września 2020 roku, to udział energii ze słońca wzrósł w Polsce z 0,42 do 1,26 proc. (wzrost o 203 proc.), a energii z wiatru z 9,39 do 10,59 proc. (wzrost o zaledwie 12,7 proc.), co jest wynikiem polityki niechętej energii wiatrowej na lądzie, a także startu z wyższej wartości wyjściowej. Jednak chwilowa produkcja energii z wiatru sięgnęła 32,7 proc. zapotrzebowania w nocy z 27 na 28 grudnia 2020 roku, a to już jest poważny udział, znacznie wyższy od średniorocznego Niemiec (21 proc.), choć daleki od średniorocznego dla Danii (55 proc.). Tak wysoki udział wynikał nie tylko z korzystnej dla energetyki wiatrowej aury, lecz także z niższego zapotrzebowania energii w godzinach nocnych.

Jak operatorzy sieci mogą radzić sobie z szybkimi zmianami produkcji energii elektrycznej z wiatru i ze słońca? Do tego trzeba dodać skoki zapotrzebowania, w tej nieprzewidywalnej części, i awarie. Już dziś elektrownie szczytowo-pompowe i wirująca moc nie wystarczają. Ratuje nas wymiana energii z sąsiadami, a przez ich sieci energetyczne także z innymi krajami. Na szczęście fronty atmosferyczne przemieszczają się w dość przewidywalny sposób: gdy wieje zachodni wiatr we Francji, nieco później najpewniej będzie wiał w Niemczech i Danii, a potem w Szwecji i Polsce. W miarę coraz większego udziału energii z wiatru i ze słońca w Europie wymiana energii elektrycznej między sieciami krajowymi intensyfikuje się. Nie jest problemem duża wymiana transgraniczna, ale najlepiej byłoby, gdyby każdy kraj miał zerowy bilans eksportu i importu w dłuższej skali czasowej. Polska ma obecnie znaczną nadwyżkę importu (w 2019 roku wyeksportowaliśmy 7245, a zaimportowaliśmy 17 868 GWh; w tym samym okresie Niemcy wyeksportowały 73 042, a zaimportowały tylko 40 156 GWh). Dużym eksporterem energii jest Szwecja (eksport 34 116, import 8948 GWh), w tym do Polski.

W Polsce została lub będzie w najbliższym czasie uruchomiona pewna liczba elektrowni lub elektrociepłowni gazowych. Gaz ziemny uchodzi za znacznie lepszy surowiec z punktu widzenia emisji dwutlenku węgla na jednostkę energii, jednak przy jego wydobyciu i przesyłaniu następuje emisja metanu, którego efekt cieplarniany na jednostkę objętości jest wielokrotnie wyższy niż dwutlenku węgla. Nie można wykluczyć, że wypracowanie metod pomiaru tych emisji spowoduje, że drastycznie wzrosną koszty uprawnień do emisji z gazu, co przekreśli ekonomiczny sens inwestowania w energetykę gazową z wyjątkiem elektrowni szczytowych, działających okazjonalnie. Istnieją dwa typy elektrowni gazowych. Pierwszym są wysokowydajne elektrownie typu CCGT (*combined cycle gas-turbine*, czyli układ gazowo-parowy). Rozgrzane gazy spalinowe poruszają turbiny gazowe, a po wykonaniu pracy są jeszcze na tyle gorące, że mogą produkować parę dla klasycznych turbin parowych. Ich wydajność sięga 64 proc. (w praktyce nieco mniej), co stanowi 84 proc. maksymalnej teoretycznej wydajności maszyn ciepłych. Jeśli dodatkowo jest wykorzystywane ciepło, naprawdę niewiele się marnuje. Musimy jednak pamiętać, że emitują one dwutlenek węgla, choć w mniejszej ilości niż elektrownie węglowe. Zatem elektrownie gazowe typu CCGT są dobrym rozwiązaniem na dziś, ale mogą być kłopotliwe za kilka dekad, a ich czas pracy jest szacowany na 30 lat. Te już istniejące zdążą się zestarzeć do 2050 roku, gdy Polska powinna osiągnąć zeroemisyjność, przynajmniej w produkcji energii elektrycznej. Należy zatem podchodzić ostrożnie do inwestowania w elektrownie CCGT w przyszłości. Jeśli będą budowane, powinny być lokalizowane w pobliżu kopalń węgla kamiennego, które mogą być przekształcone w magazyny dwutlenku węgla wychwytywanego ze spalin. Wychwytywanie dwutlenku węgla może okazać się niezbędne nawet wcześniej, ze względów ekonomicznych, jeśli opłaty za emisję dwutlenku węgla będą nadal szybko rosły. Ponieważ instalacje do wychwytywania dwutlenku węgla kosztują i zmniejszają wydajność, alternatywą może być zamykanie takich elektrowni nawet przed upływem terminu ich przydatności. Ostrołęka nie jest zatem dobrym miejscem do lokalizowania elektrowni CCGT (co jest planowane), gdyż zostałaby uruchomiona dopiero za kilka lat (średni cykl budowy to trzy lata) w miejscu bardzo odległym od zamykanych kopalń.

Z punktu widzenia uzupełniania produkcji energii elektrycznej w sytuacji braku wiatru i słońca atrakcyjniejsze są elektrownie gazowe typu OCGT (*open cycle gas-turbine*). Pracują one tylko w jednej fazie – rozgrzane gazy spalinowe poruszają turbiny, nie ma generatorów parowych. Są mniej wydajne niż CCGT, ale prostsze i tańsze w budowie, a także szybko można je uruchomić. Jest z nimi jednak jeden bardzo poważny problem: są nieopłacalne dla inwestorów, bo nie pracują w sposób ciągły; ocenia się, że będą wyko-

rzystywane najpierw w kilkudziesięciu, a docelowo tylko w kilku procentach czasu, po wyczerpaniu innych możliwości, łącznie z importem energii z krajów, które mają chwilowe nadwyżki ze źródeł odnawialnych. Choć powinna powstać sieć takich elektrowni, nie należy się spodziewać, że zostaną one wybudowane na czysto rynkowych zasadach. Nie powinno być jednak problemu z uzyskaniem wsparcia z funduszy unijnych, gdyż w Unii Europejskiej jest zrozumienie dla konieczności posiadania takich elektrowni dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego. Krajowy wkład do takich inwestycji powinny zapewnić przychody z wprowadzonej od 1 stycznia 2021 roku opłaty mocowej<sup>1</sup>.

Z czasem elektrownie gazowe obu typów zaczną zastępować gaz ziemny tzw. zielonym wodorem, czyli produkowanym bezemisyjnie przez elektrolizę wody. Będzie on najpierw dodatkiem do gazu, a potem albo go zastąpi, albo będzie przekształcany w tzw. zielony metan. Metan może być łatwo przekształcany w wodór i dwutlenek węgla (powstaje wtedy tzw. niebieski wodór; czarny wodór jest produkowany z węgla i pary

Najwygodniejsze z punktu widzenia operatora odpowiedzialnego za funkcjonowanie sieci są tzw. źródła dysponowalne, takie jak elektrownie jądrowe, gazowe czy węglowe.

wodnej). Możliwa jest też reakcja odwrotna – wodór z dwutlenkiem węgla może być przekształcany w metan w reakcji Sabatiera. Po spaleniu takiego zielonego metanu dwutlenek węgla musiałby być wychwycony, by cyklicznie brać udział w reakcji Sabatiera. Ostatecznie należy się spodziewać, że zielony wodór będzie podstawowym magazynem energii.

Istnieją już w tej chwili mechanizmy umożliwiające uratowanie stabilności sieci w sytuacji, gdyby popyt przekroczył możliwości podażowe, w formie interwencyjnej redukcji poboru (DSR, *demand side*

<sup>1</sup> Opłata mocowa została wprowadzona 1 stycznia 2021 roku ustawą z 8 grudnia 2017 roku o rynku mocy (Dz.U. 2018 poz. 9 z późn. zm.). W przypadku dużych przedsięwzięć jest płacona za pobór energii elektrycznej w godzinach szczytu i ma na celu promowanie rozwiązań prowadzących do spłaszczenia szczytu (przesunięć czasowych w zużyciu energii, korzystania z własnych źródeł lub magazynów energii itp.). W przypadku odbiorców indywidualnych i małych przedsiębiorstw jest zryczałtowaną daniną, z której dochód powinien służyć utrzymaniu takich zasobów mocy, by umożliwić niezakłócone dostawy przy zmiennym zapotrzebowaniu.

response). Firmy, wyłonione w przetargach, podpisują umowy z PSE na redukcję zapotrzebowania energii elektrycznej na żądanie. Otrzymują za to wynagrodzenie dwojakiego rodzaju: za gotowość i za rzeczywistą redukcję. Redukcja poboru energii z sieci może być prowadzona albo przez wyłączenie pewnych procesów, albo uruchomienie własnych generatorów prądu. Tak to odbywa się dziś, ale ta usługa powinna w przyszłości ewoluować w przypadku firm posiadających własne generatory. Mogłyby one oddawać energię do sieci, jeśli jest produkowana w ilości przekraczającej chwilowe zapotrzebowanie firmy. Ogólnie sieci powoli zmieniają swój charakter: kiedyś produkcja energii odbywała się w dużych jednostkach, a energia była przesyłana jednokierunkowo do odbiorców. Od jakiegoś czasu rozproszona produkcja energii odgrywa coraz większą rolę, w wielu państwach Unii Europejskiej znacznie większą niż w Polsce, a zatem przesyłanie prądu odbywa się w obu kierunkach.

A jeśli DSR nie wystarczy? Wtedy pojawią się kolejne stopnie zasilania, dobrze znane starszemu pokoleniu. Odbiorcy będą odcinani według z góry ustalonej kolejności. Jeśli nie nastąpią większe awarie, jest to na szczęście tylko możliwość hipotetyczna.

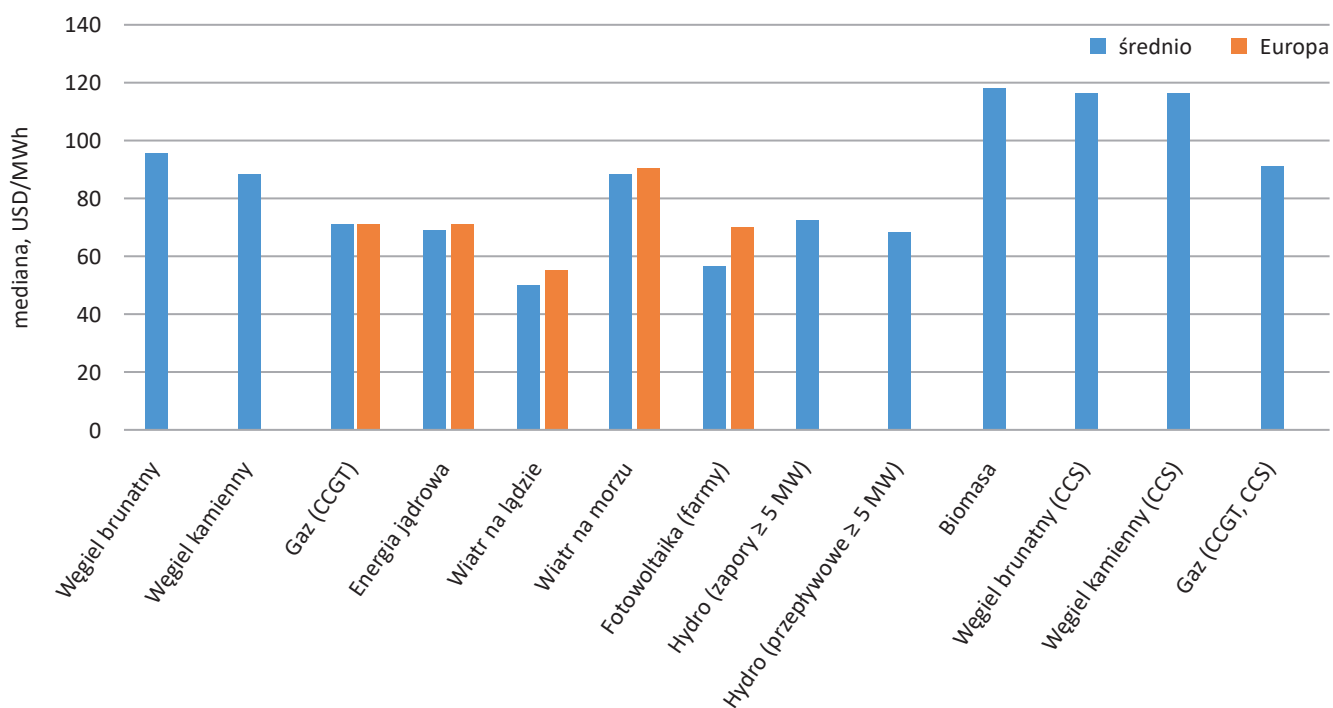
Bez wątplenia łatwiej jest zarządzać siecią, gdy istnieje solidna baza mocy dysponowalnej, niezależnej od pogody. Oby to były źródła bezemisyjne. Szkoda, że nie mamy elektrowni jądrowych. Należy jednak pamiętać, że w miarę rozwoju magazynowania energii w zielonym wodorze różnica między źródłami dysponowalnymi i niedysponowalnymi będzie stopniowo zanikać: nadmiar energii z wiatru i słońca będzie używany do produkcji wodoru, a w okresie niedoboru wia-

tru i słońca energia elektryczna będzie produkowana z wodoru. Obecnie nikt nie jest w stanie przewidzieć, kiedy to nastąpi, i dlatego decyzja o kosztownej budowie elektrowni jądrowych jest tak trudna do podjęcia.

## Uwarunkowania ekonomiczne

Trudno rozpatrywać kształtowanie miksu energetycznego w oderwaniu od ekonomii. Wyliczenie kosztów energii jest skomplikowaną kwestią, gdyż zależy od perspektywy. Inne będą z punktu widzenia inwestora, inne z punktu widzenia operatora sieci, odpowiedzialnego za stabilność i jakość dostaw energii, inne wreszcie z punktu widzenia odbiorcy, dla którego liczy się końcowa cena. Koszty inwestorskie, zwane też kosztami prywatnymi, a po angielsku *levelized cost of energy* (LCOE), liczy się z uwzględnieniem okresu amortyzacji przy założonym, choć zwykle nieznanym, oprocentowaniu kredytu. Tak liczone koszty są niezwykle czułe na stopień wykorzystania danego źródła w czasie (średnioroczny współczynnik wykorzystania mocy, *capacity factor*). Elektrownia jądrowa będzie wykorzystywała minimum 80 proc. swojej mocy, a farma fotowoltaiczna nie więcej niż kilkanaście. Z tego powodu wysokowydajna elektrownia gazowa typu CCGT jest atrakcyjniejsza dla inwestora niż typu OCGT, gdyż ta pierwsza będzie wykorzystywała swoją moc przez mniej więcej połowę czasu, a druga będzie docelowo włączana do systemu tylko wtedy, gdy zabraknie energii z wiatru i ze słońca, czyli jej moc będzie wykorzystywana w przyszłości w kilku procentach. Koszty inwestorskie według najnowszego raportu IEA przedstawia rys. 3. Jak widać, obecnie

Rys. 3  
Cena energii z różnych źródeł w 2020 roku z uwzględnieniem kosztów inwestycyjnych i kapitałowych oraz przewidywanego okresu pracy. Są to tzw. koszty inwestorskie (LCOE), nieuwzględniające kosztów systemowych, wynikających stąd, że w przeciwieństwie do energii jądrowej i energii z paliw kopalnych energia z wiatru i ze słońca jest nie zawsze dostępna i musi być w przypadku niedoboru zastępowana innymi źródłami lub importem. Słupki niebieskie to średnia dla 24 krajów z różnych kontynentów. Słupki CCS oznacza wychwytywanie i magazynowanie dwutlenku węgla



DANE WEDŁUG RAPORTU IEA (HTTPS://WWW.IEA.ORG/REPORTS/PROJECTED-COSTS-OF-GENERATING-ELECTRICITY-2020)



najbardziej opłaca się inwestować w energię z wiatru na lądzie, trochę mniej w farmy fotowoltaiczne. Inwestycje w energetykę jądrową i elektrownie gazowe typu CCGT są równie średnio opłacalne, choć wiążą się z różnym ryzykiem i czasem inwestycji, wynoszącym trzy lata dla elektrowni gazowych typu CCGT lub dwa lata dla typu OCGT i aż sześć lat dla elektrowni jądrowych. Koszty inwestora mocno wzrastają w przypadku wydłużenia terminu realizacji inwestycji. Z tego powodu inwestowanie w elektrownie jądrowe jest bardzo ryzykowne, gdyż – jak pokazuje doświadczenie – te inwestycje „lubią się” przeciągać. Z rys. 3 wynika, że węgiel jest wielkim przegrany. Już dziś inwestycje w bloki węglowe są nieopłacalne, a po wyposażeniu ich w instalacje do wychwytywania i magazynowania CO<sub>2</sub> byłyby zupełną ekstrawagancją.

Z punktu widzenia operatora sieci i odbiorcy istotne są koszty systemowe. Zależą od udziału źródeł energii uzależnionych od pogody. Gdy udział ten jest niewielki, jak średnio w Polsce, koszty systemowe są znikome. Gdy udział ten rośnie, koszty systemowe rosną szybciej niż liniowo, bo konieczne jest utrzymywanie alternatywnych źródeł, takich jak elektrownie gazowe typu OCGT, uśpionych na co dzień. Zakładając, że od dominacji energii z wiatru i ze słońca nie ma odwrotu, jest ciągle nierozstrzygnięte, w jaki sposób koszty systemowe będą uwzględniane. Możliwości jest wiele. Na przykład sieć elektrowni OCGT może być zarządzana przez spółkę uzależnioną od PSE, przy czym ideałem byłoby, gdyby takie elektrownie były włączane zdalnie, podobnie jak elektrownie szczytowo-pompowe. Spółka ta mogłaby też rozwijać produkcję wodoru w sytuacji nadwyżki energii, także groźnej dla stabilności sieci. Początkowo wodór byłby dodawany do gazu ziemnego, co zmniejszałoby emisję dwutlenku węgla, w następnych etapach energia mogłaby być produkowana bezpośrednio z wodoru, przez ogniwa paliwowe, o ile osiągną one konkurencyjność, bezpośrednie spalanie lub produkcję zielonego metanu. Inną rolę tej spółki byłoby rozwijanie magazynowania energii w bateriach jako krótkoterminowej rezerwy. Zwykle przyjmuje się granicę czterech godzin dla tej technologii, a więc nie należy zakładać, że baterie rozwiążą samodzielnie problem niezbilansowania produkcji energii i zapotrzebowania.

Jednostkowe nakłady inwestycyjne kontraktowe to jeszcze inna miara kosztów energii. Łatwiej wyjaśnić jej znaczenie, stosując zwięzłą angielską nazwę – *overnight cost*. Wyobraźmy sobie, że elektrownia może powstać w ciągu jednej nocy. To jest oczywiście abstrakcja, ale uzmysławia ona, że tak liczone koszty nie uwzględniają trwałości inwestycji, średniorocznego współczynnika wykorzystania mocy czy kosztów spłacania kredytu. Po prostu wartość kontraktu (stąd koszty kontraktowe) jest dzielona przez maksymalną moc. Tak liczone koszty, według uchwały nr 141

Rady Ministrów z 2 października 2020 roku w sprawie aktualizacji programu wieloletniego pod nazwą „Program polskiej energetyki jądrowej”, są niezwykle wysokie dla elektrowni jądrowych (22,3 mln zł/MW), a stosunkowo niewielkie dla elektrowni gazowych OCGT (2,3 mln zł/MW). Pomijając kwestię czasu uruchamiania generatorów, nikt przy zdrowych zmysłach nie będzie budował elektrowni jądrowych, by włączając ją podczas chwilowych niedoborów energii z wiatru, będzie za to budować w tym celu elektrownie gazowe OCGT (będące obecnie najtańszą opcją). Z kolei inwestorowi bardziej opłaca się budowanie elektrowni jądrowej, z kosztem inwestorskim (LCOE) rzędu 70 USD/MWh, niż OCGT z kosztem inwestorskim rzędu 100 USD/MWh przy założeniu, że będzie ona średnio wykorzystywać 30 proc. mocy, a jeszcze wyższym, gdy to wykorzystanie będzie systematycznie spadać. Koszty kontraktowe pozwalają ocenić, jakie nakłady będą potrzebne na zbudowanie rezerwy mocy w formie OCGT przy finansowaniu z budżetu państwa lub funduszy europejskich. Oszacowanie niezbędnej rezerwy w tej formie i rozkład w czasie inwestycji to oczywiście skomplikowany problem.

Podsumowując, nie da się określić uniwersalnych kosztów systemowych dla wszystkich sieci, gdyż zależą one od systemu. A ten powinien być optymalizowany, by – biorąc pod uwagę, że priorytetem powinna być redukcja emisji dwutlenku węgla, a warunkiem stabilność dostaw energii – koszty były minimalizowane. Optymalizacja powinna uwzględniać pomoc zewnętrzną, w przypadku Polski także, a raczej przede wszystkim, wsparcie zielonego funduszu Unii Europejskiej.

Jeśli do kosztów inwestorskich doda się koszty systemowe i uwzględni jeszcze koszty środowiskowe (też niełatwe do oszacowania), uzyskamy koszty całkowite. Dopiero one powinny kształtować ceny dla odbiorców krajowych. Regulator (w Polsce – Urząd Regulacji Energetyki), zatwierdzający taryfy, powinien unikać sytuacji, gdy jeden sektor odbiorców finansuje inny sektor, gdyż psuje to rachunek ekonomiczny. Zatwierdzane taryfy powinny uwzględniać godziwy zysk, umożliwiając inwestowanie w nowe technologie, a regulator mógłby jedynie określać, jaka minimalna część zysku musi być zainwestowana. Jeśli konieczne jest finansowe wsparcie pewnej grupy społecznej, przede wszystkim najuboższych odbiorców indywidualnych, nie powinno się to odbywać przez kształtowanie taryf, czyli kosztem energetyki, lecz powinno być pokrywane z funduszy przeznaczonych na pomoc socjalną państwa. Z kolei wspieranie zamniejszej części społeczeństwa, przedsiębiorstw, samorządów czy sektora budżetowego, jeśli chodzi o koszty zakupu energii, powinno być zakazane, gdyż nie sprzyja oszczędzaniu energii, psuje rachunek ekonomiczny i uniemożliwia konkurencję na zdrowych zasadach. ■

Chcesz wiedzieć więcej?

Energy Storage Technology and Cost Characterization Report. Hydrowires, US Department of Energy, lipiec 2019, <https://energystorage.pnnl.gov/pdf/PNNL-28866.pdf>.

IEA „Monthly Electricity Statistics. Revised Historical Data, with data up to March 2020” lub nowsze (<https://www.iea.org/reports/monthly-electricity-statistics>).

IEA „Projected Costs of Generating Electricity”, 2020 edition, <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020>.

Uchwała nr 141 Rady Ministrów z 2 października 2020 roku w sprawie aktualizacji programu wieloletniego pod nazwą „Program polskiej energetyki jądrowej”.