

Raport o stanie światowego przemysłu jądrowego 2019

WYBÓR FRAGMENTÓW



Tytuł wydania oryginalnego: **The World Nuclear Industry Status Report 2019**

Tytuł polskiego tłumaczenia: **Raport o stanie światowego przemysłu jądrowego 2019
– wybór fragmentów**

Tłumaczenie:
Anna Dzięgiel

Merytoryczna weryfikacja tłumaczenia:
Marcin Popkiewicz

Korekta:
Urszula Glińska

Łamanie i druk:
Agencja Wydawnicza EkoPress
www.ekopress.pl / 601 311 838

Wydawca polskiego tłumaczenia:
Instytut na rzecz Ekorozwoju

© A Mycle Schneider Consulting Project. Wszelkie prawa do polskiej wersji językowej zastrzeżone.

Rekomendowany sposób opisu źródła: Mycle Schneider. Consulting Project (2020). *Raport o stanie światowego przemysłu jądrowego 2019 – wybór fragmentów*. Instytut na rzecz Ekorozwoju, Fundacja im. Heinricha Bölla w Warszawie, Warszawa 2020.

ISBN 978-83-89495-48-8

Niniejsza publikacja powstała w ramach projektu „Rozmowy o energetyce – część II”, realizowanego przez Instytut na rzecz Ekorozwoju we współpracy z Fundacją im. Heinricha Bölla w Warszawie.

Raport o stanie światowego przemysłu jądrowego 2019

WYBÓR FRAGMENTÓW

PRZEDMOWA

Diana Ürge-Vorsatz

Środkowoeuropejski Uniwersytet
Budapeszt, Węgry

PROWADZĄCY AUTORZY

Mycle Schneider

Niezależny konsultant, Paryż, Francja –
koordynator projektu i autor prowadzący

Antony Froggatt

Niezależny konsultant, Londyn, Wielka
Brytania – autor prowadzący

WSPÓŁPRACOWNICY

Julie Hazemann

Dyrektorka EnerWebWatch, Paryż, Francja
– studia dokumentów, modelowanie i wizualizacja danych

Tadahiro Katsuta

Profesor, Wydział Prawa, Uniwersytet Meiji,
Tokio, Japonia – współautor

Amory B. Lovins

Współzałożyciel i emerytowany Przewodniczący Rocky Mountain Institute,
Snowmass, Kolorado, USA – współautor

M.V. Ramana-Simons

Katedra ds. Rozbrojenia, Bezpieczeństwa Globalnego i Bezpieczeństwa Ludzkości w Liu, Instytut Spraw Globalnych,
Uniwersytet Kolumbii Brytyjskiej,
Vancouver, Kanada – współautor

Christian von Hirschhausen

Profesor, Grupa robocza ds. Polityki Gospodarczej i Infrastruktury,
Berliński Uniwersytet Technologiczny,
Berlin, Niemcy – współautor

Ben Wealer

Pracownik naukowy, Grupa robocza ds. Polityki Gospodarczej i Infrastruktury,
Berliński Uniwersytet Technologii, Berlin,
Niemcy – współautor

Agnès Stienne

Artysta-grafik, kartograf, Le Mans, Francja
– projekt graficzny i układ publikacji

Friedhelm Meinass

Artysta sztuk wizualnych, malarz, Rodgau
Niemcy – projekt strony tytułowej

WSTĘP DO POLSKIEJ WERSJI

Niniejszym oddajemy do Państwa rąk wybór fragmentów z *Raportu o stanie światowego przemysłu jądrowego 2019* (WNISR2019).

Raport ten ukazuje się corocznie od 2007 roku i w sposób obiektywny opisuje wyzwania stojące przed energetyką jądrową na świecie. Mycle Schneider jest managerem projektu i wydawcą. To niezależny międzynarodowy analityk ds. polityki energetycznej i nuklearnej, który doradzał wielu instytucjom, w tym Komisji Europejskiej, niemieckiemu Ministerstwu Środowiska, Generalnej Dyrekcji ds. Badań Parlamentu Europejskiego, Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej, rządowi metropolitalnemu w Seulu w Korei Południowej oraz francuskim instytucjom publicznym.

Publikacja trafia do czytelników i czytelniczek w szczególnym momencie dyskusji o przyszłości polskiej energetyki. Rosnąca świadomość na temat zanieczyszczenia powietrza podkopala zaufanie do węgla jako podstawowego paliwa. Coraz większa część społeczeństwa zdaje sobie sprawę z groźby *katastrofy klimatycznej*. Inwestowanie w węgiel przestaje być lukratywne dla biznesu. Polityka klimatyczna Unii Europejskiej także propaguje odejście od paliw kopalnych. I coraz rzadziej wierzy się w to, że węgiel jest przyszłością polskiej energetyki i ciepłownictwa. Niektórzy postrzegają atom jako alternatywę, która – uwzględniając twarde fakty i dane – jednak nią nie jest.

Energetyka atomowa w Polsce to nie nowy pomysł. W styczniu 2009 roku rząd zdecydował o rozpoczęciu prac nad **Programem polskiej energetyki jądrowej**, którego celem było uruchomienie elektrowni jądrowej w 2020 roku. Oficjalnej decyzji o rozpoczęciu budowy pierwszej elektrowni jednak nie podjęto. W projekcie *Polityki energetycznej Polski do 2040 roku* stawia się nadal na energetykę jądrową i przewiduje jej rozwój nawet do 9 GW w 2043 roku. Uruchomienie pierwszego bloku jądrowego przewidziano na 2033 rok, a kolejnych pięciu – do 2043 roku. Podstawowa argumentacja przytaczana za rozwojem energetyki jądrowej, to jej niewielki wpływ na klimat, a więc brak obciążenia kosztami unijnej polityki klimatyczno-środowiskowej oraz stabilność wytwarzania energii elektrycznej. W ten sposób mają zostać częściowo zastąpione elektrownie węglowe. Przeciw niej świadczą jednak wysokie i wciąż rosnące koszty budowy, brak rozwiązania problemu zabezpieczenia odpadów radioaktywnych oraz długi czas budowy reaktorów i częste opóźnienia z zakończeniem inwestycji. Mając na uwadze konieczność uzyskania neutralności klimatycznej w 2050 roku, nie jest to rozwiązanie, które pozwala po akceptowalnych kosztach na jej osiągnięcie w wymaganym czasie.

W skrócie, WNISR2019 pokazuje, że obecnie energia jądrowa jest zbyt droga i zbyt wolna w jej zaistnieniu, aby skutecznie zaradzić zagrożeniu ze strony zmiany klimatu. Niniejsza publikacja, analizując w sposób kompleksowy światowe trendy w energetyce jądrowej, pozwala również odpowiedzieć na wiele innych pytań dotyczących atomu i mamy nadzieję, że tym samym przyczyni się do fachowej dyskusji na ten temat.

Joanna Maria Stolarek
Dyrektorka
Fundacja im. Heinricha Bölla w Warszawie

dr Wojciech Szymalski
Prezes
Fundacja Instytut na rzecz Ekorozwoju

SPIS TREŚCI

WSTĘP DO POLSKIEJ WERSJI	5
PRZEDMOWA	10
KLUCZOWE WNIOSKI	13
STRESZCZENIE	15
Uruchomienia i wyłączenia reaktorów	15
Budowy rozpoczęte i zaniechane.....	17
Potencjalni nowi gracze – programy opóźnione i przerwane	17
Małe reaktory modułowe (Small Modular Reactors – SMR)	18
Kraje szczególnego zainteresowania – powszechne długoterminowe odłączenia	18
Raport o stanie Fukushima.....	20
Wyzwania w miejscu katastrofy	20
Wyzwania poza miejscem katastrofy	20
Raport o stanie likwidacji – rosnące koszty	21
Energia jądrowa a odnawialne źródła energii	22
Zmiany klimatu a energia jądrowa	23
PRZEGLĄD SYTUACJI NA ŚWIECIE	25
Historyczna ekspansja energetyki jądrowej – prognozy i rzeczywistość	25
Wytwarzanie oraz rola energii jądrowej	27
Działanie, wytwarzanie energii, wiek instalacji jądrowych	30
Realizacje inwestycji jądrowych w budowie – przegląd	34
Czas budowy reaktorów jądrowych	35
Czas budowy obecnie powstających reaktorów	35
Czas budowy dawnych i obecnie eksploatowanych reaktorów.....	36
Budowy reaktorów rozpoczęte i zaniechane	38
Wiek reaktorów jądrowych	41
Prognozowany okres eksploatacji	44

ENERGIA JĄDROWA A ODNAWIALNE ŹRÓDŁA ENERGII	48
Wprowadzenie.....	48
Inwestycje	49
Koszty technologii.....	51
Moc zainstalowana i wytwarzanie energii elektrycznej	53
Sytuacja obecna i trendy w Chinach, Unii Europejskiej, Indiach oraz Stanach Zjednoczonych	56
Chiny	56
Unia Europejska	59
Indie	62
Stany Zjednoczone	64
Energia jądrowa a odnawialne źródła energii – wnioski.....	66
 ZMIANA KLIMATU A ENERGIA JĄDROWA	 68
Stawka w grze	68
Energia jądrowa wypiera inne rozwiązania służące ochronie klimatu	70
Opcje inne niż jądrowe ograniczają więcej emisji CO ₂ w przeliczeniu na wydany dolar.....	72
Koszty nowo budowanych elektrowni jądrowych.....	72
Argumenty pozaekonomiczne przemawiające za energią jądrową	76
Koszty elektrowni jądrowych o wydłużonym okresie eksploatacji	80
Koszty eksploatacji istniejących elektrowni jądrowych	81
Konsekwencje klimatyczne znaczących kosztów eksploatacji elektrowni jądrowych	88
Praktyczne rozwiązania w zakresie efektywności klimatycznej	91
Zastąpienie istniejących elektrowni jądrowych – przykłady z USA	93
Opcje inne niż jądrowe pozwalają na większą redukcję emisji CO ₂ w skali roku	95
Czy energia jądrowa to klimatyczna konieczność?	99
Zmiana klimatu a energia jądrowa – wnioski.....	102
 ANEKS 5: SKRÓTY	 103
 ANEKS 6: STAN ENERGETYKI JĄDROWEJ NA ŚWIECIE	 106

SPIS RYSUNKÓW I TABEL

Rys. 1	Krajowe programy energetyki jądrowej – uruchomienia i rezygnacje z programów ...	25
Rys. 2	Prognozowane i rzeczywiste zwiększenia mocy jądrowych na świecie	26
Rys. 3	Produkcja energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych na świecie... i w Chinach w porównaniu do reszty świata	27
Rys. 4	Produkcja energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych na świecie i udział w światowej produkcji energii.....	29
Rys. 5	Podłączenia reaktorów jądrowych do sieci oraz zamknięcia reaktorów na świecie	30
Rys. 6	Podłączenia reaktorów jądrowych do sieci i zamknięcia reaktorów na świecie – utrzymujący się efekt Chin.....	31
Rys. 7	Światowa liczba wszystkich reaktorów jądrowych w latach 1954–2019	33
Rys. 8	Reaktory jądrowe „w budowie” na świecie (stan na dzień 1 lipca 2019 roku).....	34
Rys. 9	Średni roczny czas budowy reaktorów jądrowych na świecie w latach 1954-2019.....	36
Rys. 10	Opóźnienia dla reaktorów uruchamianych w latach 2018-2019	37
Rys. 11	Rozpoczęte budowy reaktorów jądrowych na świecie	39
Rys. 12	Rozpoczęte budowy reaktorów jądrowych na świecie oraz w Chinach	39
Rys. 13	Budowy reaktorów jądrowych na świecie – zawieszone lub zaniechane od 1970 roku do dnia 1 lipca 2019 roku	40
Rys. 14	Struktura wieku reaktorów jądrowych eksploatowanych obecnie na świecie	41
Rys. 15	Wiek zamkniętych reaktorów jądrowych na świecie	43
Rys. 16	Ewolucja wieku zamknięcia reaktora w okresie od 1963 roku do 1 lipca 2019 roku	43
Rys. 17	Prognoza 40-letniego okresu eksploatacji reaktorów jądrowych (z wyłączeniem jednostek LTO)	45
Rys. 18	Prognoza na lata 2019-2065 dot. reaktorów jądrowych oraz mocy jądrowej na świecie (z wyłączeniem jednostek pozostających w stanie LTO).....	45
Rys. 19	Liczba reaktorów jądrowych na świecie – prognoza 40-letniego okresu eksploatacji a prognoza PLEX na lata 2019-2065	47
Rys. 20	Globalne decyzje inwestycyjne dot. OZE i energii jądrowej w latach 2004-2018	49
Rys. 21	Podział decyzji inwestycyjnych dotyczących energii jądrowej i OZE w latach 2008-2018, w regionach	50
Rys. 22	Spadające koszty OZE w porównaniu z tradycyjnymi źródłami energii.....	51
Rys. 23	Zmiany w produkcji energii wiatrowej, słonecznej i jądrowej na świecie	53

Rys. 24	Roczna produkcja energii elektrycznej na świecie – w latach 2008-2018	55
Rys. 25	Moc zainstalowana energii wiatrowej, słonecznej i jądrowej oraz produkcja energii elektrycznej na świecie	55
Rys. 26	Moc zainstalowana oraz produkcja energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych, słonecznych i jądrowych w Chinach w latach 2000-2018	57
Rys. 27	Uruchomienia i zamknięcia mocy wytwórczych energii elektrycznej w UE w 2018 roku	59
Rys. 28	Zmiany mocy wytwórczych energii elektrycznej w UE w latach 2000-2018	60
Rys. 29	Moce wytwórcze oraz produkcja energii elektrycznej ze źródeł wiatrowych, słonecznych i jądrowych w UE (liczby bezwzględne)	60
Rys. 30	Rozwój źródeł wiatrowych, słonecznych i jądrowych: moc zainstalowana i produkcja energii elektrycznej w UE	62
Rys. 31	Moc zainstalowana energii wiatrowej, słonecznej, jądrowej oraz produkcja energii elektrycznej w Indiach w latach 2000-2018	63
Rys. 32	Wzrost produkcji energii elektrycznej ze źródeł jądrowych, słonecznych i wiatrowych od 2000 roku w Stanach Zjednoczonych	65
Rys. 33	Koszty eksploatacji odnawialnych i jądrowych źródeł energii elektrycznej w USA i na świecie	82
Rys. 34	Średni roczny wzrost energii jądrowej, wiatrowej i słonecznej – z wykorzystaniem metodologii Breakthrough Institute	96
Rys. 35	Średni roczny wzrost produkcji bezemisyjnej energii elektrycznej netto per capita w czasie dekady najbardziej dynamicznego rozwoju – według Rocky Mountain Institute	97
Tabela 1	Reaktory jądrowe „w budowie” (stan na dzień 1 lipca 2019 roku)	35
Tabela 2	Czas budowy reaktorów 2009 rok – połowa 2019 roku	38
Tabela 3	Koszty nowych projektów jądrowych, odnawialnych i poprawy efektywności energetycznej	73
Tabela 4	Średni koszt wytworzenia energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych w Stanach Zjednoczonych (w rozbiciu na kwartyle) w latach 2012-2016	82
Tabela 5	Średnie koszty wytwarzania energii jądrowej w Stanach Zjednoczonych (wg kategorii)	83

PRZEDMOWA

Diana Ürge-Vorsatz¹

Zmiana klimatu staje się faktem. Rekordowe temperatury na całym świecie, coraz częstsze susze, gwałtowne pożary, burze i podtopienia nie umkną uwadze nawet najzagorzalszych sceptyków tego zjawiska. Międzyrządowy Panel ds. Zmiany Klimatu (*Intergovernmental Panel on Climate Change* – IPCC), w ramach którego miałam zaszczyt pełnić funkcję Wiceprzewodniczącej III Grupy Roboczej, w Specjalnym Raporcie „Globalne Ocieplenie o 1,5°C” wyraźnie stwierdza, że konieczna jest natychmiastowa reakcja, ponieważ

konsekwencją opóźniania działań mających na celu ograniczenie emisji gazów cieplarnianych będzie rosnące ryzyko wzrostu kosztów, uzależnienie od infrastruktury emitującej dwutlenek węgla, wzrost aktywów osieroconych (stranded assets) oraz zmniejszona elastyczność przyszłych wariantów reagowania w perspektywie średnio- i długoterminowej².

Liczy się czas. Klimatolodzy już od dawna dostrzegają konieczność podjęcia szybkich działań, podczas gdy do świadomości opinii publicznej oraz decydentów dopiero w ostatnim czasie trafiło pojęcie „stanu zagrożenia klimatycznego” (*Climate Emergency*).

Sektor energetyczny w największym stopniu przyczynia się do globalnych emisji gazów cieplarnianych. Zasadność rozważanych strategii łagodzenia skutków tego zjawiska należy oceniać m.in. według trzech najważniejszych kryteriów: wykonalności, kosztów oraz szybkości.

Wymieniony wcześniej Specjalny Raport IPCC zauważa, że scenariusze ograniczające globalne ocieplenie do 1,5°C „generalnie zaspokajają zapotrzebowanie na usługi energetyczne mimo niższego zużycia energii, między innymi poprzez zwiększenie efektywności energetycznej; charakteryzują się też one szybszą elektryfikacją końcowego zużycia energii w porównaniu do scenariuszy 2°C”. Nie ulega wątpliwości, że kluczem do skutecznego rozwiązania kryzysu klimatycznego jest podniesienie efektywności energetycznej budynków, transportu i przemysłu, a także wprowadzenie głębokich zmian w sposobie użytkowania terenu. Raport IPCC zauważa również, iż „w produkcji energii elektrycznej, udział energii jądrowej i paliw kopalnych związanych z wychwytem i składowaniem dwutlenku węgla (*carbon dioxide capture and storage* – CCS) w większości projektowanych scenariuszy 1,5°C będzie rósł”, a kilka scenariuszy realizujących cel ograniczenia ocieplenia do 1,5°C w dużej mierze opiera się na wykorzystaniu energii jądrowej. Podobnie jak w przypadku innych opcji ściśle związanych z realizacją celu 1,5°C, koncepcje te rodzą pytania, czy przemysł jądrowy będzie w stanie dostarczyć taką ilość nowej energii, jaka jest planowana, ponadto czy będzie to proces efektywny pod względem kosztów oraz czasu. Niniejszy *Raport* wydaje się być najbardziej odpowiednim źródłem pozwalającym odpowiedzieć na to kluczowe pytanie.

Światowy Raport na temat przemysłu jądrowego (The World Nuclear Industry Status Report – WNISR) dotyczy przede wszystkim komercyjnego sektora energetycznego. Szczegółowo ocenia dawne oraz obecne skutki działalności przemysłowej, stosując analizę wielokryterialną, w ramach której poddaje analizie planowanie, licencjonowanie, kwestie związane z lokalizacją, budową, eksploatacją oraz wiekiem reaktorów, a także przedłużaniem okresu ich eksploatacji i likwidacją. Raport WNISR cieszy się uznaniem ekspertów na całym świecie. Już w 2011 roku,

1 – Profesor, dawna Dyrektor Centrum Zmiany Klimatu i Polityki Energii Zrównoważonej (*Center for Climate Change and Sustainable Energy Policy* – 3CSEP), Uniwersytet Środkowoeuropejski w Budapeszcie (CEU), Wiceprzewodnicząca III Grupy Roboczej w Międzyrządowym Panelu ds. Zmiany Klimatu (IPCC).

2 – IPCC, „Global Warming of 1.5°C – Summary for Policymakers”, WMO, UNEP, październik 2018 roku.

w oficjalnej publikacji USAID (*United States Agency for International Development* – Amerykańskiej Agencji ds. Rozwoju Międzynarodowego) *Raport na temat światowego przemysłu jądrowego* uznano za „wiarygodne źródło informacji o stanie elektrowni jądrowych na całym świecie”³. Założyciel i dyrektor *Forum for the Future*, dawny szef Komisji Zrównoważonego Rozwoju w Zjednoczonym Królestwie stwierdził: „Raport WNISR jest najważniejszym dokumentem odniesienia w tym obszarze”. *Encyklopedia zmiany klimatu*⁴, przygotowywana do druku przez World Scientific, zawierać będzie artykuł dotyczący Światowego raportu na temat przemysłu jądrowego. Zdaniem dawnego wiceprzewodniczącego Japońskiej Komisji Energii Atomowej: „Wszystkie zainteresowane strony, w tym organizacje przemysłu jądrowego oraz instytucje rządowe, powinny zapoznać się z Raportem WNISR, aby zrozumieć rzeczywiste problemy, przed którymi stoi przemysł jądrowy”.

Raport WNISR za rok 2019 przedstawia bieżący obraz międzynarodowego przemysłu jądrowego wraz z istotnymi wyzwaniami, przed którymi stoi. Zwraca uwagę fakt, że w ciągu ostatnich dwóch lat największa w historii firma konstruująca obiekty nuklearne – Westinghouse oraz jej francuski odpowiednik: firma AREVA – zbankrutowały. Wskaźniki przedstawione w *Raporcie* sugerują, że przemysł jądrowy mógł już osiągnąć maksymalne pułapy swego rozwoju: najwyższy poziom produkcji energii jądrowej zanotował w 2006 roku, największą liczbę działających reaktorów – w 2002 roku, najwyższy udział energii jądrowej w koszyku energetycznym – w 1996 roku, największą liczbę reaktorów w budowie – w 1979 roku, zaś największą liczbę rozpoczętych budów – w 1976 roku. Według stanu na połowę 2019 roku, na świecie w eksploatacji znajduje się o jedną jednostkę mniej niż w 1989 roku.

Raport WNISR przedstawia szczegółowy opis stanu oraz perspektyw energetyki jądrowej w oparciu o empiryczną analizę jej 65-letniej historii. Trudno jest przewidywać przyszłość, dlatego tak wielkie znaczenie ma zrozumienie przeszłości i teraźniejszości, na tej podstawie bowiem można tworzyć realne, wykonalne i uzasadnione finansowo strategie na nadchodzące dziesięciolecie. Na przykład, jak czytamy w *Raporcie WNISR*, aby utrzymać status quo, tempo rozwoju budownictwa musiałoby wzrosnąć trzykrotnie w ciągu najbliższej dekady. Tymczasem po niecałej dekadzie umiarkowanego wzrostu napędzanego przez Chiny, budownictwo ulega spowolnieniu, a liczba budowanych bloków jądrowych spadła z 68 w 2013 roku – do 46 w połowie 2019 roku.

Autorzy *Specjalnego Raportu IPCC* zauważają:

Polityczne, gospodarcze, społeczne i techniczne uwarunkowania decydujące o wykorzystaniu energii słonecznej i wiatrowej oraz magazynowaniu energii elektrycznej znacznie się poprawiły w ciągu ostatnich kilku lat, podczas gdy podobnych pozytywnych zmian nie zanotowano w odniesieniu do energii jądrowej oraz wychwytu i składowania dwutlenku węgla (CCS) w sektorze energii elektrycznej⁵.

3 – USAID-Asia, “Energy Trends in Developing Asia: Priorities for a Low-Carbon Future”, wrzesień 2011 roku.

4 – World Scientific, *Encyclopedia of Climate Change*, planowane wydanie – 2020 rok, <https://www.worldscientific.com/page/encyclopedia-of-climate-change> [dostęp: 06.09.2019].

5 – IPCC, “Global Warming of 1.5°C – Strengthening and Implementing the Global Response”, Rozdział 4, WMO, UNEP, październik 2018 roku.

Podobne wnioski znajdujemy w *Raporcie WNISR* za rok 2019. W 2018 roku, dziesięć państw wytwarzających energię jądrową pozyskiwało więcej energii ze źródeł odnawialnych niż z reaktorów jądrowych. Pomimo przyjęcia ambitnego programu nuklearnego, Chiny produkują więcej energii z wiatru niż w elektrowniach jądrowych. W Indiach, w roku podatkowym zakończonym w marcu 2019 roku, nie tylko energia wiatrowa, ale po raz pierwszy również energia słoneczna wyprzedziły energię jądrową pod względem wyprodukowanej energii w ogóle; energia słoneczna jest również konkurencyjna w stosunku do istniejących w tym kraju elektrowni węglowych. W Unii Europejskiej energia ze źródeł odnawialnych stanowiła 95% wszystkich nowych mocy elektrycznych za ubiegły rok.

Raport WNISR dostarcza informacji, które pozwalają spojrzeć na dane z innej perspektywy. Autorzy wydania z 2019 roku, w rozdziale **Zmiana klimatu a energia jądrowa** dogłębnie analizują zdolność światowego przemysłu jądrowego do wygenerowania nowych mocy równych tym, które określono w ambitnych scenariuszach klimatycznych – przy uwzględnieniu nowych lub istniejących elektrowni – w sposób efektywny pod względem kosztów oraz w odpowiednim czasie.

Raport jest doskonałym źródłem informacji, jako że daje wgląd w naturę wyborów stojących przed decydentami, a jego historyczna perspektywa ma nieocenione znaczenie dla sektora energetycznego, w którym skutki decyzji inwestycyjnych i zarządczych oddziałują szeroko oraz przez dziesięciolecia. Dlatego warto, aby decydenci oraz inwestorzy zapoznali się z treścią *Raportu* jeszcze przed podjęciem tak ważnych i kluczowych decyzji.

KLUCZOWE WNIOSKI

Chiny nadal dominują w świecie pod względem nowych inwestycji, i jednocześnie ...

- w 2018 roku produkcja światowej energii jądrowej wzrosła o 2,4%, z czego 1,8% wynikało z 19-procentowego wzrostu w Chinach. Globalna produkcja energii jądrowej, (z wyłączeniem Chin), po raz pierwszy od spadku w trzech kolejnych latach, wzrosła o 0,6%, nie osiągnęła jednak poziomu z 2014 roku;
- w 2018 roku uruchomiono dziewięć reaktorów, z czego siedem w Chinach i dwa w Rosji;
- w pierwszej połowie 2019 roku uruchomiono cztery reaktory, z czego dwa w Chinach;
- od sześciu lat liczba jednostek w budowie na całym świecie spada: z 68 reaktorów na koniec 2013 roku do 46 w połowie 2019 roku, z czego 10 jest zlokalizowanych w Chinach.

Natomiast...

- od grudnia 2016 roku nie rozpoczęto budowy żadnego reaktora komercyjnego w Chinach;
- Chiny z pewnością nie zrealizują swego *Pięcioletniego Planu Nuklearnego na 2020 rok*, zakładającego 58 GW mocy zainstalowanej i 30 GW w budowie;
- wydatki Chin na energię ze źródeł odnawialnych osiągnęły rekordowy poziom 146 mld USD w 2017 roku – co stanowiło ponad połowę światowych wydatków, a następnie spadły do 91 mld USD w 2018 roku, w dalszym ciągu jednak stanowiły dwukrotność wydatków ponoszonych przez Stany Zjednoczone, zajmujące drugie miejsce na liście największych inwestorów (48,5 mld USD).

Brak ponownych uruchomień reaktorów w Japonii i globalne opóźnienia w budowie nowych reaktorów:

- obserwuje się stały systematyczny spadek udziału energii jądrowej w globalnej produkcji energii elektrycznej – z rekordowego poziomu 17,46% w 1996 roku do 10,15% w 2018 roku;
- w połowie 2018 roku Japonia ponownie uruchomiła dziewięć reaktorów, jednak od tego czasu nie miały miejsca żadne inne uruchomienia;
- w połowie 2019 roku 28 reaktorów – w tym 24 w Japonii pozostawało w stanie „długotrwałego odłączenia od sieci” (*Long-Term Outage* – LTO);
- w przypadku co najmniej 27 z 46 budowanych jednostek występują opóźnienia, najczęściej kilkuletnie; w przypadku 11 jednostek zgłoszono zwiększenie opóźnień, a w trzech przypadkach, po raz pierwszy w 2019 roku, udokumentowano nieterminową realizację planów;
- jedynie 9 z 17 jednostek, których uruchomienie planowano na 2018 rok, zostało podłączonych do sieci.

Energia ze źródeł odnawialnych wciąż ma się dobrze:

- w 2018 roku do światowych sieci energetycznych dodano rekordową moc 165 GW energii odnawialnej, w porównaniu do mocy 157 GW dodanej rok wcześniej. Moc operacyjna elektrowni jądrowych wzrosła o 9 GW⁶, osiągając poziom 370 GW (z pominięciem 25 GW w statusie LTO – długoterminowego wyłączenia, *Long-Term Outage*), co stanowi nowe historyczne maksimum, przewyższające nieznacznie poprzedni rekord 368 GW z 2006 roku;
- w skali globalnej w 2018 roku produkcja energii wiatrowej wzrosła o 29%, energii słonecznej o 13%, energii jądrowej zaś o 2,4%. W porównaniu z sytuacją sprzed dziesięciu lat, OZE inne, niż duże elektrownie wodne, dostarczały o ponad 1900 TWh⁷ więcej energii, przewyższając w tym okresie zmiany energii wytwarzanej z węgla i gazu ziemnego, podczas gdy udział energii jądrowej wręcz spadł;
- w ciągu ostatniej dekady uśrednione koszty produkcji energii słonecznej w skali przemysłowej spadły o 88%, wiatrowej – o 69%, podczas gdy koszty produkcji energii jądrowej wzrosły o 23%. Koszty energii pozyskiwanej z OZE są obecnie niższe niż koszty wytwarzania energii z węgla i gazu ziemnego.

Zmiana klimatu a energia jądrowa

- z uwagi na konieczność ochrony klimatu, musimy ograniczyć emisje CO₂ w możliwie największym stopniu, przy jak najniższych kosztach i w możliwie najkrótszym czasie, dlatego pod uwagę musimy brać: emisje, koszty oraz czas całego procesu, a nie jedynie emisje;
- opcje niejądrowe w większym stopniu pozwalają ograniczyć emisje CO₂ w przeliczeniu na każdy wydany dolar. W wielu krajach posiadających elektrownie jądrowe, nowe odnawialne źródła energii z powodzeniem mogą konkurować ekonomicznie z istniejącymi elektrowniami jądrowymi. Zamknięcie nieekonomicznych reaktorów nie przełoży się bezpośrednio na ograniczenie emisji CO₂, może jednak pośrednio ograniczyć je w stopniu większym niż zamknięcie elektrowni węglowej, pod warunkiem jednak, że oszczędności wynikające z niższych kosztów operacyjnych elektrowni jądrowej, zostaną zainwestowane w podniesienie efektywności lub w tanie nowoczesne źródła odnawialne, które z kolei zastąpią większą ilość energii wytwarzanej z paliw kopalnych;
- opcje niejądrowe w większym stopniu pozwalają ograniczyć emisje CO₂ w skali roku. Obecne programy jądrowe są implementowane do realizacji wyjątkowo wolno, podczas gdy programy oparte o źródła odnawialne, realizowane są zdecydowanie szybciej. Budowa nowej elektrowni jądrowej trwa od 5 do 17 lat – dłużej niż budowa elektrowni słonecznej lub wiatrowej na lądzie. Stąd też już istniejące elektrownie, zasilane paliwami kopalnymi, emitować będą o wiele dłużej i więcej CO₂ do atmosfery, zanim zostaną zastąpione technologią jądrową. Stabilizacja klimatu jest kwestią palącą; programy energetyki jądrowej realizowane są powoli.

6 – Wszystkie dane liczbowe podano dla nominalnej mocy wytwórczej energii elektrycznej netto. GW – oznacza gigawat, czyli tysiąc megawatów.

7 – TWh – terawatogodzina; 1 TWh to miliard kilowatogodzin.

STRESZCZENIE

URUCHOMIENIA I WYŁĄCZENIA REAKTORÓW

Uruchomienia. Na początku 2018 roku planowano uruchomienie do końca roku 15 reaktorów. Siedem z nich zaczęło działać, a uruchomienie kolejnych dwóch przełożono na 2019 rok. Z owych dziewięciu, siedem uruchomień miało miejsce w Chinach, a dwa w Rosji.

Według stanu z połowy 2018 roku, w 2019 roku planowano uruchomienie 13 reaktorów, z czego do połowy 2019 roku, pięć zostało podłączonych do sieci (łącznie z dwoma reaktorami uruchomionymi w 2018 roku), a w przypadku czterech – poinformowano o opóźnieniu do co najmniej 2020 roku. Jeden reaktor podłączony do sieci w czerwcu 2019 roku wymieniany był w *Raporcie* z 2018 roku jako planowany do uruchomienia na 2020 rok. Uruchomienia w Chinach, w okresie 18 miesięcy – do czerwca 2019 roku obejmowały od dawna oczekiwane podłączenia do sieci dwóch Europejskich Reaktorów Ciśnieniowych (*European Pressurized Water Reactors* – EPR) projektu Framatome-Siemens, i czterech Westinghouse AP-1000s.

Wyłączenia. W 2018 roku wyłączono trzy reaktory, z czego dwa w Rosji i jeden w Stanach Zjednoczonych. Kolejny reaktor w Stanach Zjednoczonych został wyłączony w maju 2019 roku. Reaktor Wolsong-1 w Korei Południowej także zakończył pracę – w czerwcu 2018 roku, co zostało oficjalnie potwierdzone w późniejszym czasie. W lipcu 2019 roku japoński operator jądrowy: Tokyo Electric Power Company (TEPCO) ogłosił zamknięcie czterech reaktorów w elektrowni Fukushima Daini, położonej 15 km od elektrowni Fukushima Daichi, w której doszło do katastrofy w 2011 roku. W *Raporcie* WNISR cztery reaktory zostały ujęte jako zamknięte. W sierpniu 2019 roku TEPCO poinformowało o planach likwidacji pięciu z siedmiu jednostek w Kashiwazaki-Kariwa, co oznacza, że firma zachowa jedynie dwa z 17 wykorzystywanych wcześniej reaktorów.

Działanie reaktorów i produkcja energii. W 31 krajach eksploatujących 417 reaktorów jądrowych⁸ – z pominięciem długotrwałych wyłączeń (*Long-Term Outages* – LTO) – w 2019 roku zanotowano wzrost o cztery jednostki – w porównaniu ze stanem na połowę roku 2018, co stanowiło o jeden reaktor mniej niż w 1989 roku, i 21 reaktorów mniej niż w 2002 roku, kiedy to funkcjonowała rekordowa liczba 438 reaktorów. Wzrost ten wiąże się w szczególności z ponownym uruchomieniem 4 reaktorów będących wcześniej w statusie LTO⁹. Łączna zainstalowana moc wzrosła w 2018 roku o 3,4% do poziomu 370 GW¹⁰, co stanowi historyczne maksimum, przewyższające rekordowe 368 GW z 2006 roku. Roczna produkcja energii elektrycznej z atomu w 2018 roku wyniosła 2 563 TWh, co stanowiło 2,4% wzrost w stosunku do roku poprzedniego – głównie za przyczyną Chin – pozostając równocześnie o 3,7% poniżej rekordowego wyniku z 2006 roku. Po trzech latach spadku, światowa produkcja energii jądrowej poza terytorium Chin wzrosła w 2018 roku o 0,7%, pozostając jednak wciąż poniżej poziomu z 2014 roku.

Raport klasyfikuje 28 reaktorów na całym świecie jako pozostające w stanie „długoterminowego wyłączenia” (LTO); Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej (*International Atomic Energy Agency* – IAEA) uważała je za działające¹¹. Do kategorii tej zaliczono 24 reaktory japońskie oraz

8 – O ile nie zaznaczono inaczej, wszystkie dane liczbowe dotyczą stanu na dzień 1 lipca 2019 roku.

9 – +8 uruchomień +4 wznowienia – 3 nowe LTO – 5 zamknięć = +4 netto.

10 – Wszystkie dane liczbowe podano dla nominalnej mocy wytwórczej energii elektrycznej netto. GW – oznacza gigawat, czyli tysiąc megawatów.

11 – Autorzy *Raporu* przyjęli założenie, że jednostce przyznawany jest status LTO, gdy w poprzednim roku kalendarzowym oraz w pierwszej połowie roku obecnego nie wyprodukowała ona żadnej ilości energii elektrycznej. Okres, w któ-

po jednym w: Kanadzie, Chinach, Korei Południowej i Tajwanie¹². Cztery reaktory, znajdujące się wcześniej w statusie LTO, wznowiły pracę po pierwszej połowie 2018 roku: dwa w Indiach (Kakrapar-1 i -2), oraz po jednym w Argentynie (Embalse) i Francji (Paluel-2). Trzy reaktory – dwa w Japonii (Genkai-2, Onagawa-1), a jeden w Tajwanie (Chinshan-1), zmieniły status z LTO na nieodwołalnie zamknięte.

Podobnie jak w latach ubiegłych, również w 2018 roku „wielka piątka” krajów wytwarzających energię jądrową – kolejno: Stany Zjednoczone, Francja, Chiny, Rosja i Korea Południowa – wyprodukowała 70% światowej energii elektrycznej pochodzącej z atomu. Podobnie jak w 2017 roku, również w 2018 roku dwa kraje – Stany Zjednoczone i Francja – zrealizowały 47,5% globalnej produkcji energii jądrowej.

Udział w energii elektrycznej/koszyku energetycznym. Udział energii jądrowej w wytwarzaniu energii elektrycznej brutto na całym świecie stale maleje – od rekordowego poziomu 17,46% w 1996 roku spadł do 10,15% w 2018 roku. Udział energii jądrowej w globalnym komercyjnym zużyciu energii pierwotnej pozostaje stabilny od 2014 roku i wynosi ok. 4,4%.

Wiek reaktorów. Wobec braku dużych programów budowy nowych reaktorów na świecie (poza Chinami), średni wiek eksploatowanych na całym świecie bloków jądrowych nadal rośnie i w połowie 2019 roku osiągnął wiek 30,1 roku, po raz pierwszy przekraczając 30 lat. Łącznie 272 reaktory, czyli dwie trzecie łącznej ich liczby na świecie, działa od 31 lub więcej lat, w tym 80 jednostek (19%) liczy sobie 41 lat lub więcej.

Prognozowany okres eksploatacji. Gdyby wszystkie obecnie działające reaktory zostały zamknięte wraz z upłynięciem 40-letniego okresu eksploatacji – z wyjątkiem 85 reaktorów, które działają już od ponad 40 lat – a przy tym wszystkie bloki w budowie miałyby zostać uruchomione, do 2020 roku moc elektrowni jądrowych zmniejszyłaby się o 9,5 GW. Łącznie, przed końcem 2020 roku konieczne byłoby uruchomienie lub wznowienie pracy 14 dodatkowych reaktorów (w porównaniu ze stanem na koniec 2018 roku), aby utrzymać status quo działających bloków. W następnej dekadzie, czyli do 2030 roku, 188 bloków (165,5 GW) musiałoby zostać zastąpionych nowymi reaktorami, których liczba powinna być 3,2 raza większa od liczby jednostek uruchomionych w ostatnim dziesięcioleciu. Tymczasem liczba rozpoczynanych budów w tym zakresie od 2010 roku wykazuje tendencję spadkową.

Budowa. Obecnie 16 krajów buduje elektrownie jądrowe – to jest o jeden więcej niż w połowie 2018 roku (Wielka Brytania poinformowała o rozpoczęciu budowy pierwszego bloku Hinkley Point C). Zgodnie ze stanem na dzień 1 lipca 2019 roku, w trakcie budowy realizowanych było 46 reaktorów – o 4 mniej niż w połowie 2018 roku i o 22 mniej niż w 2013 roku (z tego 10 w Chinach). Łączna moc bloków w budowie wynosiła 44,6 GW, co stanowi o 3,9 GW mniej niż w roku poprzednim.

- Średni czas, jaki upłynął od rozpoczęcia budowy 46 bloków jądrowych wynosi obecnie 6,7 lat, co oznacza wydłużenie czasu budowy średnio o 6,2 lat w stosunku do połowy 2017 roku. W wielu wypadkach do zakończenia budowy brakuje jeszcze wielu lat.
- Wszystkie budowy reaktorów, w co najmniej połowie z 16 krajów są opóźnione, najczęściej o kilka lat. Co najmniej 27 (59%) projektów budowlanych jest opóźnionych.
- Z 27 reaktorów, których budowa jest opóźniona, co najmniej 11 zgłasza zwiększenie opóźnienia, a kolejne 3 dokumentują opóźnienia po raz pierwszy w ciągu roku od wydania *Raportu WNISR* za 2018 roku.

rym jednostce przyznawany jest status LTO, liczony jest od dnia odłączenia od sieci. Autorzy *Raportu* przyjmują, że rozruch reaktora następuje w dniu przyłączenia do sieci, a jego zamknięcie w dniu odłączenia od sieci.

12 – Reaktor tajwański, Chinshan-2, został oficjalnie wyłączony w lipcu 2019 roku.

- Dwa reaktory mają status „w budowie” od ponad 34 lat. Są to słowackie Mochovce-3 i -4. Ich rozruch został po raz kolejny opóźniony i planowany jest obecnie na lata 2020-2021.
- Sześć kolejnych reaktorów utrzymuje status „w budowie” od dziesięciu lub więcej lat: dwa „reaktory pływające” – Akademik Lomonosov-1 i -2 w Rosji, prototypowy reaktor prędkości (*Prototype Fast Breeder Reactor* – PFBR) w Indiach, reaktor Olkiluoto-3 w Finlandii, Shimane-3 w Japonii i francuski Flamanville-3. W ciągu 2019 roku zwiększyło się opóźnienie w realizacji projektów: fińskiego, francuskiego i indyjskiego, a w przypadku projektu japońskiego nie podano nawet orientacyjnej daty uruchomienia go.
- Średni czas budowy ostatnich 63 jednostek w 9 krajach (w tym 37 w Chinach), rozpoczętych w 2009 roku lub później i wynosił 9,8 lat. Po raz pierwszy okres ten skrócił się do mniej niż 10 lat, jednak realizacja projektów waha się w bardzo szerokim zakresie: od 4,1 do 43,5 lat.

BUDOWY ROZPOCZĘTE I ZANIECHANE

Budowy rozpoczęte. W 2018 roku rozpoczęto budowę 5 reaktorów, a w pierwszej połowie 2019 roku rozpoczęto kolejną budowę (w Rosji). Odpowiednio, w 2010 roku rozpoczęto 15 budów, a w 2013 roku – dziesięć. Od grudnia 2016 roku nie rozpoczęto budowy żadnego reaktora komercyjnego w Chinach. Jak pokazują analizy, rekordową liczbę nowych budów rozpoczęto w 1976 roku – i wynosiła ona 44 jednostki.

Zaniechane budowy. Pomiedzy 1970 rokiem a połową 2019 roku, 94 projekty budów reaktorów (12%, czyli jeden na osiem) w 20 krajach zostało zaniechane lub zawieszone na różnych etapach realizacji.

POTENCJALNI NOWI GRACZE – PROGRAMY OPÓŹNIONE I PRZERWANE

Budowa w toku. Cztery nowe państwa: Bangladesz, Białoruś, Turcja i Zjednoczone Emiraty Arabskie (ZEA) – budują obecnie reaktory jądrowe. Uruchomienie pierwszej jednostki w ZEA jest opóźnione o co najmniej trzy lata. Pierwsza białoruska jednostka ma opóźnienie co najmniej roczne. W tureckim Akkuyu wykryto pęknięcia w fundamencie budynku reaktora, wymagające dodatkowych robót, co najprawdopodobniej skutkować będzie opóźnieniami. Projekt w Bangladeszu został rozpoczęty niedawno, trudno więc ocenić ewentualne opóźnienia w jego realizacji.

Opóźnienia i realizacje przerwane. Plany nowych budów elektrowni jądrowych zostały anulowane, m.in. w Turcji, gdzie drugi japoński akcjonariusz – Mitsubishi, wycofał się z projektu Sinop pod koniec 2018 roku. Planowane od wielu lat polskie projekty jądrowe ponownie odsunięto w czasie – rozpoczęcie produkcji energii jądrowej w tym kraju przewidywane jest na 2033 rok. W Egipcie wydano pozwolenie na budowę reaktora, jednak produkcja energii w tym kraju rozpocznie się nie wcześniej niż w latach 2026–2027. W Jordanii i Indonezji, po anulowaniu dużych projektów jądrowych, zwolennicy energii z atomu wracają do deski kreślarskiej, tym razem z myślą o małych reaktorach modułowych (SMR – *Small Modular Reactors*). W Kazachstanie, po latach rozmów, wiceminister energetyki oświadczył, że nie ma „konkretnej decyzji” w zakresie budowy elektrowni jądrowej. Arabia Saudyjska popycha do przodu realizację planów budowy elektrowni jądrowej, jednak „w wolniejszym tempie niż pierwotnie planowano”, jak to ujął Reuters. Największa prywatna spółka energetyczna Tajlandii woli inwestować w elektrownię jądrową w Chinach niż we własnym kraju. Wietnamska spółka energetyczna EVN nie wspomina już nawet o energetyce jądrowej.

MAŁE REAKTORY MODUŁOWE (SMALL MODULAR REACTORS – SMR)

W stosunku do wcześniejszych ocen stanu prac rozwojowych i perspektyw małych reaktorów modułowych (*Small Modular Reactors* – SMR), przedstawionych w *Raportach WNISR* z 2015 roku i 2016 roku, tegoroczna aktualizacja nie wykazuje znaczących zmian.

Argentyna. Projekt budowy reaktora CAREM-25, realizowany od 2014 roku, jest opóźniony o co najmniej trzy lata.

Kanada. Trwają intensywne działania lobbingowe mające na celu promocję SMR wśród społeczności zamieszkujących odległe regiony kraju, oraz dla kopalni. Prace w tym zakresie są na etapie projektowania.

Chiny. Budowę reaktora wysokotemperaturowego, projektowanego od lat 70. ubiegłego wieku, rozpoczęto w 2012 roku. Realizacja inwestycji jest co najmniej o trzy lata opóźniona w stosunku do harmonogramu.

Indie. Prace nad projektem zaawansowanego reaktora ciężkowodnego (*Advanced Heavy Water Reactor* – AHWR) trwają od lat 90. XX wieku, podczas gdy rozpoczęcie jego budowy jest stale opóźniane.

Rosja. Zbudowano dwa „pływające reaktory”. Budowa pierwszego rozpoczęła się w 2007 roku i trwała co najmniej cztery razy dłużej niż planowano.

Korea Południowa. Zaawansowany mały reaktor modułowy (*System-Integrated Modular Advanced Reactor* – SMART) jest w fazie rozwoju od 1997 roku. W 2012 roku projekt został zatwierdzony przez Urząd Bezpieczeństwa, nie ma jednak chętnych do jego budowy, ze względu na zbyt wysokie koszty.

Wielka Brytania. Rolls-Royce jest jedyną firmą zainteresowaną budową SMR, zwrócił się jednak o znaczące dotacje, których rząd najwyraźniej nie chce udzielić. Projekt Rolls-Royce’a jest na bardzo wczesnym etapie, ale przy mocy 450 MW trudno w istocie mówić o „małym” reaktorze.

Stany Zjednoczone. Departament Energii szczerze wspiera prace rozwojowe nad reaktorem SMR. Projekt NuScale przechodzi obecnie proces certyfikacji.

Ogólnie rzecz biorąc, w odniesieniu do SMR, trudno mówić o jakichkolwiek istotnych zmianach, czy to pod względem technologii czy kwestii komercyjnych.

KRAJE SZCZEGÓLNEGO ZAINTERESOWANIA – POWSZECHNE DŁUGOTERMINOWE ODŁĄCZENIA

Poniższe dziewięć krajów uznanych z priorytetowe plus Tajwan, reprezentuje jedną trzecią państw posiadających około dwóch trzecich światowej liczby reaktorów jądrowych oraz w grupie tej znajduje się sześć z dziesięciu największych światowych producentów energii jądrowej. Najważniejsze fakty w tym zakresie z 2018 roku, to:

Belgia. Potencjał nuklearny tego państwa dostarczył o jedną trzecią mniej energii niż w 2017 roku i wygenerował jedynie 34% użytkowanej energii elektrycznej w tym kraju oraz niewiele więcej niż połowę szczytowego zapotrzebowania z roku 1986. Reaktory belgijskie pozostawały wyłączone ze względu na konieczność naprawy lub modernizacji średnio przez połowę roku.

Chiny. Produkcja energii jądrowej wzrosła w 2018 roku o 19% i stanowiła 4,2% całej energii elektrycznej wytwarzanej w Chinach (dla porównania w 2017 roku wynosiła 3,9%).

Finlandia. Produkcja energii jądrowej, w porównaniu z poprzednimi latami, była stabilna. Projekt Olkiluoto-3 EPR zanotował kolejne opóźnienia, a podłączenie do sieci, z powodu problemów ze stabilizatorem ciśnienia, planowane jest najwcześniej na kwiecień 2020 roku.

Francja. Elektrownie jądrowe wygenerowały o 3,7% więcej energii niż w 2017 roku, co stanowiło 71,7% energii elektrycznej kraju, czyli o 0,1 punktu procentowego więcej niż w roku poprzednim. Był to udział najniższy od 1988 roku. Przestoje, przy zerowej wydajności, skumulowały się średnio do ponad 5000 dni pracy reaktora, czyli prawie trzech miesięcy na reaktor. Uruchomienie realizacji Flamanville-3 EPR zostało przedłużone przynajmniej do końca 2022 roku. W projekcie ustawy energetycznej przesunięto docelową datę zmniejszenia udziału energii jądrowej do 50% – z 2025 roku na 2035 roku.

Niemcy. Siedem działających niemieckich reaktorów jądrowych w 2018 roku wytwarzało zasadniczo stabilne ilości energii (-0,4%) na poziomie 71,9 TWh netto, co stanowi około połowy rekordowego wyniku zanotowanego w 2001 roku. Atom odpowiadał za 11,7% produkowanej w Niemczech energii elektrycznej, czyli niewiele ponad jedną trzecią historycznego maksimum osiągniętego przed dwiema dekadami (30,8% w 1997 roku). W międzyczasie, ze źródeł odnawialnych wygenerowano prawie dwukrotnie więcej energii (+113 TWh) niż „utracono” – w wyniku ograniczenia produkcji energii jądrowej (-64 TWh) od 2010 roku. W 2018 roku energia ze źródeł odnawialnych stanowiła w Niemczech 16,7% zużycia energii końcowej (dla porównania, we Francji energia jądrowa stanowiła 17,4% zużycia energii końcowej w tym kraju).

Japonia. W 2018 roku japońskie elektrownie jądrowe dostarczyły 6,2% energii elektrycznej, co stanowiło znaczny wzrost względem poziomu 3,6% w 2017 roku (36% w 1998 roku). W połowie 2019 roku działało w Japonii dziewięć ponownie uruchomionych reaktorów – od połowy 2018 roku nie uruchomiono ponownie żadnego reaktora, a 24 pozostały w statusie LTO (w przypadku dwóch status LTO został zmieniony na „zamknięty”).

Korea Południowa. Produkcja energii jądrowej w 2018 roku spadła w tym kraju o kolejne 10%, co doprowadziło do spadku jej poziomu o 19% od 2015 roku. Elektrownie jądrowe dostarczyły 23,7% koreańskiej energii elektrycznej, czyli znacznie mniej niż w okresie szczytowej produkcji 30 lat temu (53,3% w 1987 roku).

Wielka Brytania. Produkcja energii jądrowej zmniejszyła się o kolejne 7,5%. Elektrownie jądrowe dostarczyły jedynie 17,7% całkowitej energii kraju (w porównaniu z maksymalną wartością 26,9% w 1997 roku). Oficjalnie rozpoczęto budowę Hinkley Point C, jednak inne projekty zostały wstrzymane, a potencjalni inwestorzy wycofali się (japońskie Toshiba, Hitachi oraz koreański KEPCO).

Stany Zjednoczone. Elektrownie jądrowe wytworzyły rekordową ilość energii: 808 TWh (+3 TWh), podczas gdy ich udział w koszyku energetycznym spadł poniżej 20% (osiągając poziom 19,3%), obniżając się o 3,2 punktu procentowego względem rekordowego poziomu 22,5% w 1995 roku. Cztery nierentowne elektrownie jądrowe otrzymały dotacje państwowe, które mają zapobiec ich „przedwczesnemu zamknięciu”. Kolejne cztery najprawdopodobniej również mogą liczyć na pomoc państwa. W odniesieniu do kilku innych – trwają negocjacje. Wiele bloków jest nadal zagrożonych przedterminowym zamknięciem, nie są one bowiem w stanie konkurować na rynku.

RAPORT O STANIE FUKUSHIMY

Minęło ponad osiem lat od wypadku w elektrowni jądrowej Fukushima Daiichi, wywołanego przez silne trzęsienie ziemi we wschodniej Japonii 11 marca 2011 roku, oraz serię zdarzeń, które po nim wystąpiły.

Wyzwania w miejscu katastrofy

Usuwanie zużytego paliwa z basenu Bloku 3 rozpoczęto ostatecznie w kwietniu 2019 roku. Start eksploatacji Bloku 1 i Bloku 2 planowane jest na „około 2023 rok”. Usuwanie gruzu z basenu Bloku 1 zakończono w lutym 2019 roku. W przypadku Bloku 2 prace nie zostały jeszcze rozpoczęte z powodu zmiany koncepcji usuwania zużytego paliwa.

Metoda usuwania resztek paliwa miała zostać opracowana do 2019 roku. Jednak od połowy roku nie wydano w tej sprawie żadnych wiążących decyzji. Usuwanie resztek z pierwszego bloku miało się rozpocząć w 2021 roku, jednak w tym momencie nie wydaje się to prawdopodobne.

Oczyszczanie wód. W dalszym ciągu do Bloków 1–3 elektrowni wtryskuje się duże ilości wody w celu schłodzenia resztek znajdującego się w nich paliwa. Silnie zanieczyszczona woda wypływa szczelinami do piwnic, gdzie miesza się z wodą przedostającą się tam z podziemnej rzeki. Uruchomienie dedykowanego systemu obejściowego i pompowanie wód podziemnych, zmniejszyło napływ wody z ok. 400 m³/dobę do ok. 170 m³/dobę. Woda jest częściowo oczyszczana i magazynowana w zbiornikach o pojemności 1000m³. Co sześć dni konieczny jest więc nowy zbiornik. Całkowita pojemność zbiorników magazynujących wodę została zwiększona do ponad 1,1 mln m³, a do końca 2020 roku wzrośnie dalej do 1,4 mln m³. Możliwość zrzutu wód do oceanu jest nieustannie szeroko kwestionowana, zwłaszcza w świetle informacji, iż znaczna część wód nie spełnia norm bezpieczeństwa.

Zdrowie pracowników. W lutym 2019 roku w pracach likwidacyjnych na miejscu brało udział niemal 7 300 pracowników, z których 87% było podwykonawcami TEPCO. Dochodzenie przeprowadzone przez japońskie Ministerstwo Zdrowia wykazało, że ponad połowa z 290 zaangażowanych firm naruszała przepisy prawa pracy. W 2018 roku u dwóch kolejnych pracowników zdiagnozowano chorobę popromienną, tym samym liczba zachorowań związanych z pracą w Fukushima wzrosła do sześciu.

Wyzwania poza miejscem katastrofy

Wśród głównych problemów niezwiązanych bezpośrednio z samym miejscem zdarzenia, wymienić należy przyszłość dziesiątek tysięcy ewakuowanych osób, skutki zdrowotne katastrofy, usuwanie odpadów i związane z tym koszty.

Osoby ewakuowane. Według stanu na kwiecień 2019 roku, niemal 40 000 mieszkańców prefektury Fukushima – nie licząc osób, które same zdecydowały się opuścić region, jest nadal oficjalnie uznawanych za ewakuowane, z czego ok. 7 200 mieszka na terenie prefektury. Zdaniem władz lokalnych, liczba ewakuowanych w maju 2012 roku sięgała niemal 165 000 osób. Rząd zniósł ograniczenia wobec dotkniętych kryzysem gmin. Niemniej jednak, według ostatniego badania przeprowadzonego przez Agencję Odbudowy, tylko 5% dawnych mieszkańców wróciło do miasta Namie, a połowa zdecydowała się nie wracać; pozostali nie podjęli jeszcze ostatecznej decyzji. Pogarszają się warunki zapewniane osobom, które dobrowolnie poddały się ewaku-

acji¹³: w marcu 2017 roku władze prefektury Fukushima przestały zapewniać bezpłatne mieszkania, natomiast od marca 2019 roku gospodarstwa domowe o niskich dochodach nie mogą już korzystać z pomocy w wynajmie lokali. Po wycofaniu oferty bezpłatnych mieszkań, osoby wcześniej z niej korzystające, nie są już uznawane za dobrowolnych ewakuowanych i znikają ze statystyk. Specjalni sprawozdawcy Komisji Praw Człowieka ONZ wielokrotnie wyrażali obawy dotyczące japońskiej polityki w zakresie ewakuacji i naruszeń praw człowieka w odniesieniu do rodzin i pracowników.

Problemy zdrowotne. Jak podają oficjalne źródła, do kwietnia 2019 roku, u 212 osób zdiagnozowano lub podejrzewano nowotwór złośliwy, a 169 osób przeszło operację. Związek przyczynowo-skutkowy pomiędzy narażeniem na promieniowanie w Fukushima a zachorowaniami, nie został ostatecznie potwierdzony; pojawiły się równocześnie wątpliwości dotyczące samej procedury badania oraz przetwarzania informacji.

Skażenie żywności. Jak wynika z oficjalnych danych statystycznych, w 300 000 próbek artykułów spożywczych pobranych w 2018 roku zidentyfikowano 313 przekroczeń limitów określonych prawem (co stanowi istotny wzrost w stosunku do 200 przekroczeń wykrytych w 2017 roku). Począwszy od kwietnia 2019 roku, w 23 krajach po wydarzeniach z 11 kwietnia 2011 roku, nadal obowiązują ograniczenia przywozowe.

Dekontaminacja. Działania dekontaminacyjne w obszarze skażenia zakończyły się w marcu 2018 roku i wygenerowały 16,5 mln m³ skażonej gleby. Poza prefekturą Fukushima, skażona ziemia jest składowana w ponad 28 000 miejsc (333 000 m³). Do kwietnia 2019 roku, tylko ok. 20% tej ziemi zostało przeniesionych do specjalnych magazynów.

RAPORT O STANIE LIKWIDACJI – ROSNĄCE KOSZTY

Coraz większa liczba obiektów jądrowych albo zbliża się do ustalonego wcześniej terminu zakończenia eksploatacji, albo zostaje zamknięta z powodu pogarszających się warunków ekonomicznych. Z tego też względu wyzwania związane z likwidacją reaktorów wysuwają się na pierwszy plan.

- W 2019 roku, na całym świecie 162 z 181 wyłączonych reaktorów (o osiem więcej niż w roku 2018) oczekuje na likwidację lub znajduje się na różnych etapach procesu wycofania z eksploatacji.
- Zaledwie 19 jednostek zostało całkowicie zlikwidowanych: 13 w USA, 5 w Niemczech, 1 w Japonii. Jedynie w przypadku 10 z nich tereny lokalizacji jednostki odzyskały dawny charakter. Od 2018 roku nie odnotowano w tym zakresie żadnych zmian.
- Studia przypadku:
 - we Francji likwidacja małego reaktora Brennilis o mocy 80 MW zostanie jeszcze bardziej opóźniona, a jej zakończenie nastąpi najwcześniej w 2038 roku;
 - w Niemczech usunięto paliwo z Neckarwestheim-1 i Philippsburg-1;
 - we Włoszech szacunkowe koszty likwidacji czterech reaktorów wzrosły od 2004 roku prawie dwukrotnie, sięgając 8,1 mld USD;
 - na Litwie szacunkowe koszty likwidacji dwóch radzieckich reaktorów typu czarnobylskiego wzrosły o dwie trzecie w ciągu pięciu lat – do 3,7 mld USD. Jeśli uwzględnić zagospodarowanie odpadów i ich utylizację, koszty tych działań wzrastają do 6,8 mld USD i pojawia się luka w finansowaniu na poziomie 4,7 mld USD;

13 – Osoby, które dobrowolnie poddały się ewakuacji to osoby, które mieszkały poza terenami ewakuowanymi i samodzielnie podjęły decyzję o opuszczeniu miejsca zamieszkania.

- w Hiszpanii szacunkowe koszty likwidacji pierwszego bloku o mocy 240 MW, który miał zostać zamknięty w 2006 roku, podwoiły się od tego czasu do kwoty 292 mln USD;
- w Stanach Zjednoczonych rozpowszechnia się sprzedaż zamkniętych reaktorów i następuje przekazywanie funduszy przeznaczonych na ich likwidację prywatnym firmom zajmującym się gospodarką odpadami: z dziesięciu likwidowanych bloków, sześć sprzedano komercyjnym firmom likwidacyjnym. Praktyka ta budzi oczywiste wątpliwości, co do odpowiedzialności w przypadku wyczerpania się dostępnych funduszy.

ENERGIA JĄDROWA A ODNAWIALNE ŹRÓDŁA ENERGII

Koszty. Analiza uśrednionego kosztu produkcji energii LCOE (*Levelized Cost of Energy*) dla USA pokazuje, że całkowite koszty energii odnawialnej są obecnie niższe od kosztów węgla i gazu w układzie gazowo-parowym. W latach 2009-2018 koszty energii słonecznej w skali przemysłowej spadły o 88%, zaś koszty energii wiatrowej – o 69%, podczas gdy koszty energii jądrowej wzrosły o 23%.

Inwestycje. W 2018 roku zgłoszone decyzje inwestycyjne, dotyczące budowy elektrowni jądrowych o mocy 6,2 GW, osiągnęły łącznie ok. 33 mld USD, co stanowiło mniej niż jedną czwartą inwestycji w energię wiatrową i słoneczną, przy ponad 134 mld USD inwestycji w energię wiatrową i 139 mld USD w energię słoneczną, a tegoroczne inwestycje w elektrownie jądrowe były wyższe niż w latach ubiegłych. Obraz ten uległ zniekształceniu w wyniku rozpoczęcia budowy niezwykle kosztownej elektrowni Hinkley Point C w Wielkiej Brytanii. Chiny pozostają największym inwestorem w odnawialne źródła energii, wydając 91 mld USD w 2018 roku. Suma ta jest jednak znacznie niższa niż rekordowe 146 mld USD zainwestowane w 2017 roku¹⁴ (wynika to ze spadku cen i zmiany polityki w omawianym roku).

Moc zainstalowana. W 2018 roku padł nowy rekord: w światowych sieciach energetycznych popłynęło 165 GW nowej mocy wytwórczych ze źródeł odnawialnych, w porównaniu z 157 GW w roku poprzednim. Wiatr dodał 49,2 GW, a fotowoltaika – 96,0 GW, nieco poniżej poziomów z 2017 roku. Moce te porównać należy z 8,8 GW wzrostem mocy netto dla energii jądrowej.

Wytwarzanie energii elektrycznej. Dziesięć z 31 państw posiadających elektrownie jądrowe: Brazylia, Chiny, Holandia, Hiszpania, Indie, Japonia, Niemcy, Meksyk, Republika Południowej Afryki i Wielka Brytania (są wśród nich trzy z czterech największych gospodarek świata) – w 2018 roku wytworzyło mniej energii elektrycznej z atomu niż ze źródeł odnawialnych innych niż woda. Do grona tych krajów w 2018 roku dołączyła Republika Południowej Afryki.

W 2018 roku roczny wzrost globalnej produkcji energii elektrycznej z energii słonecznej wyniósł 29%, a energii wiatrowej ok. 13%. Oba wskaźniki wzrostu są niższe niż w roku 2017, gdy sięgały one poziomu odpowiednio: 38% i 18%. Produkcja energii jądrowej w 2018 roku wzrosła o 2,4%, głównie dzięki Chinom, w porównaniu z ze wzrostem o 1% w 2017 roku.

W porównaniu z 1997 rokiem, kiedy podpisano Protokół z Kioto w sprawie zmiany klimatu, w 2018 roku na świecie wyprodukowano dodatkowe 1 259 TWh energii wiatrowej i 584 TWh energii elektrycznej z ogniw fotowoltaicznych, w porównaniu z dodatkowymi 299 TWh energii jądrowej. W ciągu ostatniej dekady źródła odnawialne, z wyjątkiem dużych elektrowni wodnych, zapewniły więcej nowych kilowatogodzin niż węgiel lub gaz, i dwa razy więcej niż woda, podczas gdy elektrownie jądrowe w 2018 roku wytworzyły mniej energii niż w 2008 roku.

W Chinach w 2018 roku, podobnie jak w poprzednich sześciu latach, produkcja energii elektrycznej wyłącznie z wiatru (366 TWh) znacznie przekroczyła produkcję energii jądrowej (277 TWh), a energia słoneczna też szybko nadrabia zaległości (178 TWh).

14 – Wzrost o 20 mld dolarów w stosunku do wcześniejszych prognoz.

To samo zjawisko obserwuje się w Indiach, gdzie energia wiatrowa (60 TWh) trzeci rok z rzędu wyprzedza atom (niezmiennie produkując 35 TWh energii). Równocześnie produkcja prądu z energii słonecznej poszybowała w górę: z 11 TWh w 2016 roku do 31 TWh w 2018 roku, istotnie zbliżając się do energii jądrowej.

W 2018 roku w Stanach Zjednoczonych elektrowniom węglowym o łącznej mocy wytwórczej 211 GW (74% wszystkich amerykańskich instalacji) zagrażała konkurencja farm wiatrowych i słonecznych, które były w stanie generować takie same ilości energii po niższej cenie. W kwietniu 2019 roku w Stanach Zjednoczonych źródła odnawialne (woda, biomasa, wiatr, słońce, źródła geotermalne) po raz pierwszy zapewniły więcej energii elektrycznej niż elektrownie węglowe. Produkcja energii wiatrowej i słonecznej w pierwszym kwartale 2019 roku wyprzedziła w Teksasie produkcję energii z węgla, co miało miejsce po raz pierwszy.

W Unii Europejskiej praktycznie wszystkie nowe moce dodane w 2018 roku pochodziły ze źródeł odnawialnych (95% energii wiatrowej, słonecznej i biomasy). Sam wiatr w 2018 roku dostarczył w UE 11,6% całkowitej mocy. Przodowały w tym: Dania (41%), Portugalia i Irlandia (28%), Niemcy (21%), Hiszpania i Wielka Brytania (19% – wzrost z 13,5% w 2017 roku). W porównaniu z 1997 rokiem, w 2018 roku turbiny wiatrowe w UE wyprodukowały dodatkowe 371 TWh, a ogniwa fotowoltaiczne 128 TWh, podczas gdy produkcja energii jądrowej spadła o 94 TWh.

ZMIANY KLIMATU A ENERGIA JĄDROWA

Cel nadrzędny. Z uwagi na konieczność ochrony klimatu, musimy ograniczyć emisje CO₂ w możliwie największym stopniu, przy jak najniższych kosztach i w możliwie najkrótszym czasie, dlatego pod uwagę należy brać: emisje, koszty i czas, a nie jedynie samą wielkość emisji.

Energia jądrowa a ochrona klimatu. Gdyby obecna produkcja energii jądrowej (jedna dziesiąta światowej produkcji prądu – bez własnego zużycia kopalni i elektrowni) podwoiła się, wypierając produkcję energii elektrycznej ze średniego koszyka paliw kopalnych, skutkowałoby to 4% ograniczeniem światowych emisji CO₂. Rozbudowywana energetyka jądrowa mogłaby zastąpić inne źródła produkujące energię elektryczną, opalane paliwami kopalnymi lub źródła odnawialne. Odnawialne źródła energii i poprawa efektywności energetycznej mogą przyczynić się do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego przynajmniej w takim samym stopniu, jak energia jądrowa. Przemysł jądrowy stał się jedną z najpotężniejszych przeszkód w dalszym rozwoju odnawialnych źródeł energii poprzez przekierowanie popytu i kapitału. Nowe dotacje dla nieekonomicznych reaktorów w USA i preferencyjne zasady dotyczące przesyłu energii („*nuclear must run*”) w Japonii utrudniają konkutowanie na rynku energii, poprzez wykorzystanie źródeł odnawialnych i poprawę efektywności¹⁵.

Opcje niejądrowe w większym stopniu ograniczają emisje CO₂ w przeliczeniu na każdy wydany dolar. Koszty budowy nowych obiektów jądrowych rosną od wielu lat (patrz poprzednie edycje *Raportu*). Tylko w ciągu ostatnich pięciu lat, ceny energii słonecznej i wiatrowej w Stanach Zjednoczonych spadły o dwie trzecie, co przełożyło się na 5-10-krotny spadek funduszy dostępnych dla energetyki jądrowej (patrz rozdział: *Energia jądrowa a rozwój energii odnawialnej*). Budowa nowej elektrowni jądrowej kosztuje wielokrotnie więcej w przeliczeniu

15 – Dopisek M. Popkiewicza, weryfikatora tłumaczenia: Dodatkowo dotacje w tym przypadku powodują obniżanie konkurencyjności efektywności energetycznej, dzięki czemu technologie proefektywnościowe są mniej opłacalne. Za tym z kolei nie idzie inny dobry trend: jeśli wdroży się technologie niskoenergetyczne, to wymagają one do zasilania zdecydowanie mniej energii, którą można spokojnie wyprodukować (i zmagazynować) w sposób zeroemisyjny, ale (jeszcze na razie) po wyższej cenie. W efekcie, zestawiając wszystkie koszty, wyższe ceny energii i tak są kompensowane przez oszczędności w jej zużyciu. Dotyczy to w szczególności zastąpienia źródeł o niskiej sprawności – w tym jądrowych.

na kWh, dlatego z każdego wydanego dolara istotnie mniej inwestuje się w rozwiązania służące ochronie środowiska niż ma to miejsce w przypadku innych projektów niskoemisyjnych (poprawiających efektywność energetyczną lub wykorzystujących wiatr i energię słoneczną). Nowe technologie nic tu nie zmieniają: w najnowszych projektach jądrowych, tzw. reaktorach generacji III+, ~78–87% całkowitych kosztów przypada na część niejądrową. Gdyby więc ~13–22% przypadające na część jądrową (*nuclear island*) nie kosztowało ani grosza, pozostała część elektrowni i tak nadal byłaby rażąco niekonkurencyjna w stosunku do odnawialnych źródeł energii lub działań mających na celu wzrost efektywności energetycznej. Oznacza to, że nawet darmowa para wodna, pochodząca z dowolnego rodzaju paliwa lub rozszczepienia, nie jest wystarczająco atrakcyjna cenowo, ponieważ pozostała część elektrowni kosztuje zbyt wiele. Biznesowe uzasadnienie dla nowoczesnych źródeł odnawialnych jest tak przekonujące, że najnowsze oficjalne amerykańskie prognozy, od połowy 2019 do połowy 2022 roku przewidują wzrost wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych o 45 GW w okresie, oraz spadek produkcji netto o 7 GW dla energetyki jądrowej i 17 GW – dla węgla.

W wielu krajach posiadających elektrownie jądrowe, konkurencją dla atomu stają się nowe źródła odnawialne ze względu na koszty eksploatacji, utrzymania i paliwa. Dane dotyczące poszczególnych reaktorów nie są dostępne, jednak publikowane informacje pokazują, że wiele elektrowni jądrowych nie jest już konkurencyjnych. Ich zamknięcie nie przełoży się bezpośrednio na ograniczenie emisji CO₂, ale może pośrednio zadecydować o *większym ograniczeniu CO₂* niż zamknięcie elektrowni węglowej. Stanie się tak w przypadku, gdy *oszczędności związane z wyeliminowaniem wysokich kosztów operacyjnych elektrowni jądrowej, zostaną ponownie zainwestowane* w podniesienie efektywności lub w tanie nowoczesne źródła odnawialne, które z kolei zastąpią *więcej instalacji* produkujących energię ze źródeł kopalnych.

Zastąpienie zamkniętych elektrowni jądrowych. Cztery przypadki z czterech stanów w USA pokazują, że poprawa efektywności energetycznej, w połączeniu z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii, nie tylko rekompensuje ograniczenia produkcji energii jądrowej, ale pozwala również na zmniejszenie produkcji energii z węgla i prowadzi do ogólnej redukcji emisji CO₂.

Opcje niejądrowe pozwalają w większym stopniu ograniczyć emisje CO₂ w skali roku. W latach 70. i 80. w Belgii, Francji, Szwecji i Stanach Zjednoczonych energetyka jądrowa rozwijała się wyjątkowo szybko. Obecnie wiele krajów znacznie intensywniej rozwija energetykę odnawialną niż programy jądrowe (Chiny, Indie, Hiszpania, Niemcy, Szkocja, Wielka Brytania, Włochy). Kluczowe znaczenie ma fakt, że obecne programy jądrowe realizowane są wyjątkowo powoli, podczas gdy projekty dotyczące odnawialnych źródeł energii, realizowane są wyjątkowo szybko (dokumentują to raporty o stanie przemysłu jądrowego z ostatniej dekady). Zgodnie z najnowszą oceną, budowa nowych elektrowni jądrowych trwa od 5 do 17 lat dłużej niż budowa elektrowni słonecznych czy wiatrowych na lądzie, dlatego istniejące elektrownie zasilane paliwami kopalnymi wyemitują znacznie więcej CO₂, zanim zostaną zastąpione technologią jądrową. W 2018 roku, inne niż wodne źródła odnawialne, pod kątem tempa wdrażania nowej produkcji energii wyprzedziły najbardziej agresywne programy jądrowe na świecie, w Chinach – dwukrotnie, w Indiach – trzykrotnie.

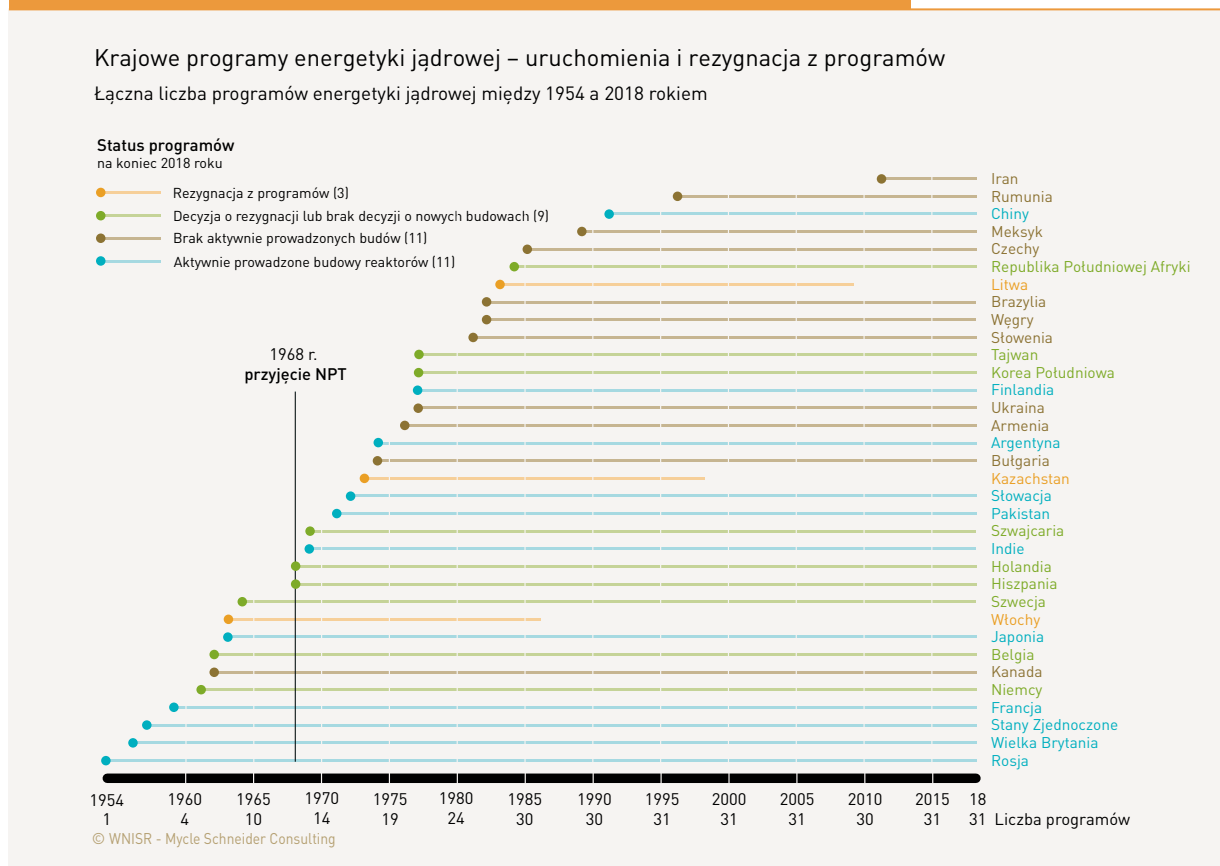
Stabilizacja klimatu wymaga podjęcia natychmiastowych działań, podczas gdy programy jądrowe realizowane są powoli. Nie zaspokajają żadnych potrzeb technicznych ani operacyjnych, których ich niskoemisyjni konkurenci nie mogliby zaspokoić lepiej, taniej oraz szybciej. Każdy dolar zainwestowany w utrzymywanie nieekonomicznych reaktorów w mniejszym stopniu ogranicza emisje CO₂ w skali roku niż reinwestowanie wyeliminowanych kosztów operacyjnych (nie mówiąc już o nakładach na dotacje) w poprawę efektywności i rozwój energetyki odnawialnej.

PRZEGLĄD SYTUACJI NA ŚWIECIE

HISTORYCZNA EKSPANSJA ENERGETYKI JĄDROWEJ – PROGNOZY I RZECZYWISTOŚĆ

Energia jądrowa wykorzystywana jest wciąż w niewielkiej części świata – tylko 31 krajów lub 16% spośród 193 członków ONZ posiada elektrownie jądrowe. Liczba ta utrzymuje się na stałym poziomie od czasu uruchomienia pierwszego reaktora w 2011 roku przez Iran. Kiedy w 1968 roku podpisano *Układ o nierozprzestrzenianiu broni jądrowej (Nuclear Non-Proliferation Treaty – NPT)*, dziesięć państw posiadało reaktory jądrowe (podłączone do sieci). W 1985 roku dwadzieścia kolejnych państw wytwarzało energię elektryczną z energii jądrowej. Jednak tylko cztery kraje (Meksyk, Chiny, Rumunia, Iran) uruchomiły reaktory komercyjne w ciągu ostatnich 30 lat, a trzy kraje (Włochy, Kazachstan, Litwa) zrezygnowały z kontynuacji programu. Dziewięć z 31 krajów, posiadających instalacje jądrowe, albo stopniowo wycofuje się z energetyki jądrowej, albo rezygnuje z dalszej rozbudowy programu. Jedenaście krajów, w których działają elektrownie, buduje obecnie nowe reaktory; kolejne jedenaście krajów, w których działają elektrownie, nie buduje nowych obiektów (rys. 1). Ponadto po raz pierwszy reaktory budują cztery nowe kraje (Bangladesz, Białoruś, Turcja, Zjednoczone Emiraty Arabskie).

Rys. 1 | Krajowe programy energetyki jądrowej – uruchomienia i rezygnacje z programów



Źródło: WNISR, IAEA-PRIS, 2019.

1968 rok – przyjęcie Układu o nierozprzestrzenianiu broni jądrowej (The Nuclear Non-Proliferation Treaty – NPT)

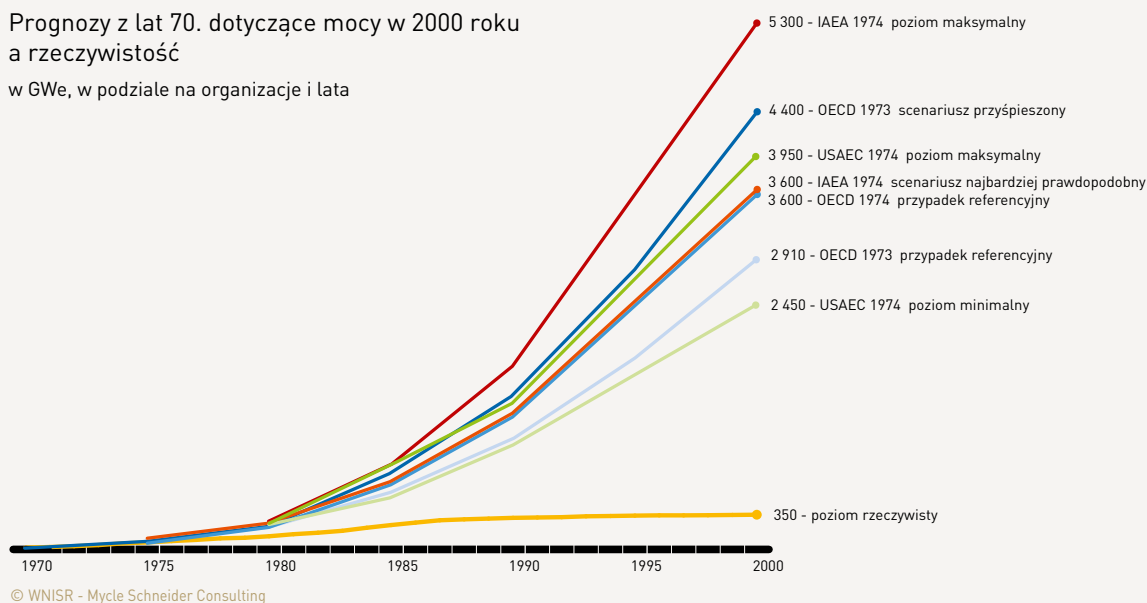
Uwaga: Japonia zaliczana jest do krajów „aktywnie prowadzących budowę”, możliwe jednak, że jedyny aktywny projekt budowy (Shimane-3) zostanie zarzucony.

Układ o nierozprzestrzenianiu broni jądrowej (*Nuclear Non-Proliferation Treaty* – NPT) miał na celu stymulowanie rozwoju programów energetyki jądrowej na całym świecie, przy jednoczesnym ograniczeniu technologii budowy broni jądrowej w pięciu państwach historycznie posiadających taką broń. W 1974 roku „najbardziej prawdopodobny” scenariusz Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej (*International Atomic Energy Agency* – IAEA) przewidywał, że do 2000 roku, moc zainstalowana przekroczy 3 500 GW¹⁶; inny scenariusz przewidywał ponad 5 000 GW. To właśnie te prognozy spowodowały uruchomienie masowych programów separacji plutonu, obawa przed niedoborem uranu skłoniła bowiem wiele organizacji, w szczególności Francuską Komisję Energii Atomowej (*French Atomic Energy Commission* – CEA) do prac nad wprowadzeniem na dużą skalę prędkich reaktorów plutonowych. Amerykańska Komisja Energii Atomowej (*U.S. Atomic Energy Commission* – AEC), Organizacja Współpracy Gospodarczej i Rozwoju (*Organisation for Economic Co-operation and Development* – OECD) oraz inne organizacje prognozowały ponad 1 500 GW mocy operacyjnej elektrowni jądrowych do 2000 roku. W rzeczywistości dzisiejszy stan energetyki jądrowej jest znacznie poniżej ówczesnych oczekiwań. W 2000 roku na świecie działały instalacje o łącznej mocy 350 GW, czyli zaledwie jedna dziesiąta „najbardziej prawdopodobnego” scenariusza IAEA z 1974 roku (rys. 2). Od połowy 2019 roku całkowita moc operacyjna wzrosła zaledwie do 370 GW. W ciągu ostatnich dwóch dziesięcioleci przyrost mocy netto wynosił niewiele ponad 1 GW rocznie.

Rys. 2 | Prognozowane i rzeczywiste zwiększenia mocy jądrowych na świecie

Prognozy z lat 70. dotyczące mocy w 2000 roku
a rzeczywistość

w GWe, w podziale na organizacje i lata



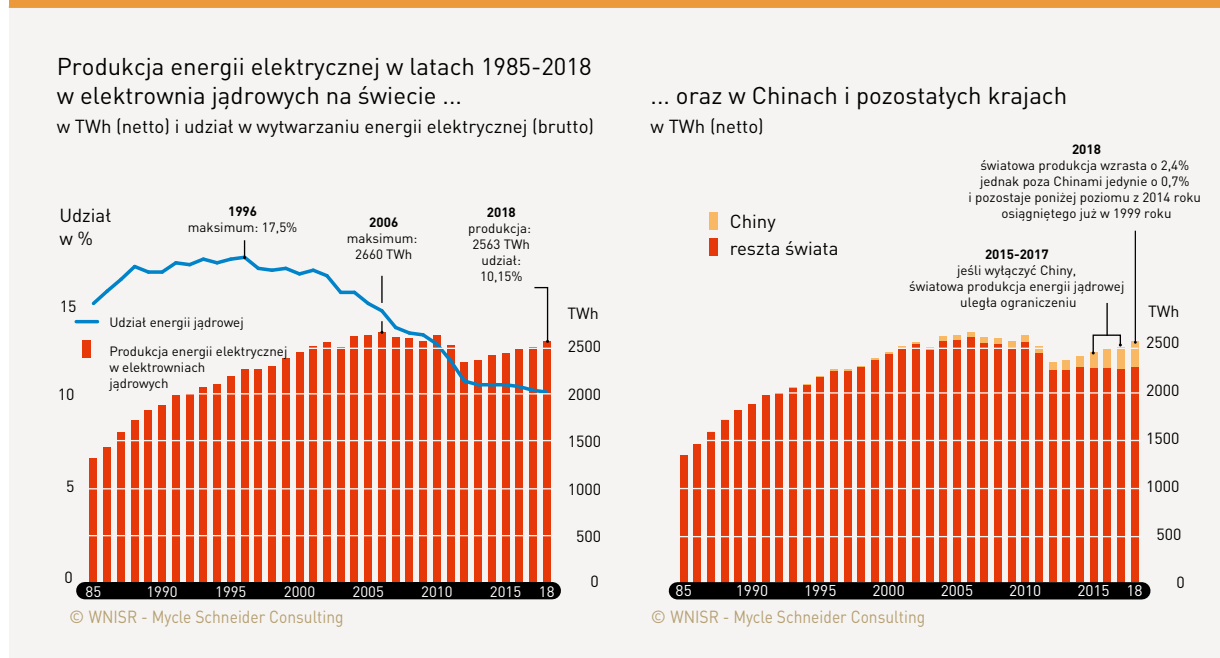
Źródło: Klaus Gufler, *Short and Mid-term Trends of the Development of Nuclear Energy*, czerwiec 2013 roku.

16 – Gigawat, czyli tysiąc megawatów – przybliżona wielkość jednego reaktora jądrowego; wszystkie liczby w GW odnoszą się do mocy wytwórczych netto.

WYTWARZANIE ORAZ ROLA ENERGII JĄDROWEJ

Cały światowy zbiór elektrowni jądowych w 2018 roku wygenerował 2 563 TWh energii elektrycznej netto¹⁷, co stanowi wzrost o 2,4% w porównaniu z rokiem poprzednim – przede wszystkim dzięki zwiększeniu produkcji energii w Chinach o 44 TWh (+19%); przy czym nadal jest to o 4% poniżej historycznego szczytu z 2006 roku (rys. 3). Po raz pierwszy od czterech lat, globalne wytwarzanie energii jądowej, nie licząc Chin, w 2018 roku nieznacznie wzrosło (+0,7%), wciąż jednak pozostając poniżej poziomu z 2014 roku. Innymi słowy, ograniczenie światowej produkcji energii jądowej poza granicami Chin w okresie 2015-2017 nie zostało skompensowane wzrostem w 2018 roku. Wyniki ukazują, że Chiny nadal dominują pod względem wskaźników wzrostu dotyczących energii wytwarzanej ze źródeł jądowych.

Rys. 3 | Produkcja energii elektrycznej w elektrowniach jądowych na świecie... i w Chinach w porównaniu do reszty świata¹⁾



Źródło: WNISR, z BP, IAEA-PRIS, 2019.

¹⁾ BP oznacza BP plc; WNISR to Światowy raport na temat przemysłu jądowego (WNISR – World Nuclear Industry Status Report)

Udział energii jądowej w światowej komercyjnej produkcji energii elektrycznej brutto w dalszym ciągu powoli spada – z najwyższego poziomu 17,46% w 1996 roku do 10,15% w 2018 roku (10,28% w 2017 roku). Udział energii jądowej w komercyjnej energii pierwotnej utrzymał się na stałym poziomie 4,4% – niezmiennie od 2014 roku i jest najniższy od 30 lat¹⁸.

17 – Jeżeli nie zaznaczono inaczej, wszystkie dane dotyczące mocy jądowych i wytwarzania energii elektrycznej zaczerpnięto z Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej (*International Atomic Energy Agency – IAEA*), internetowej bazy danych systemu informacji o reaktorach energetycznych (*Power Reactor Information System – PRIS*), <https://prisweb.iaea.org/Home/Pris.asp>. O ile nie zaznaczono inaczej, dane liczbowe dotyczące produkcji nie uwzględniają zużycia własnego elektrowni.

18 – BP, *Statistical Review of World Energy*, <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf> [dostęp: 11.06.2019].

W 2018 roku produkcja energii jądrowej wzrosła w 14 krajach, zmniejszyła się w 12 i pozostała stabilna w pięciu¹⁹. Sześć krajów (Chiny, Meksyk, Pakistan, Rosja, Stany Zjednoczone, Węgry) w 2018 roku osiągnęło najwyższą w historii produkcję energii jądrowej.

Opisane poniżej zmiany w 2018 roku ilustrują niestabilną sytuację w zakresie stanu reaktorów jądrowych w następujących krajach:

- jedyny działający reaktor w Armenii zmniejszył produkcję o 21%. Produkcja prawdopodobnie ulegnie dalszemu ograniczeniu w 2019 roku, ponieważ blok został wyłączony w połowie roku w celu przeprowadzenia szeroko zakrojonych remontów i modernizacji;
- produkcja energii jądrowej w Belgii spadła o 32% z powodu przedłużających się przerw związanych z konserwacją, naprawami lub modernizacją reaktorów. Siedem belgijskich jednostek nie działało średnio przez pół roku;
- Chiny uruchomiły w ciągu roku siedem nowych reaktorów jądrowych, co stanowiło niezwykle osiągnięcie, dając im udział na poziomie 44 TWh z 60 TWh całkowitego światowego wzrostu produkcji prądu z energetyki jądrowej;
- Francja zwiększyła produkcję o 14 TWh (+3,7%), było to jednak wzrostem dużo poniżej oczekiwań;
- Japonia ponownie uruchomiła cztery kolejne bloki jądrowe; łączna liczba jednostek wzrosła więc do dziewięciu, a produkcja zwiększyła się o 20 TWh (+68,4%);
- produkcja energii jądrowej w Korei Południowej spadła o 10% (-14 TWh) z powodu przedłużających się przestojów wymuszonych inspekcjami i naprawami reaktorów. Jednym z powodów opóźnień w ponownym uruchomieniu reaktorów była wykryta w 2017 roku korozja płyt obudowy CLP (*Containment Liner Plate*) w kilku reaktorach;
- produkcja energii jądrowej w Szwajcarii wzrosła o 25%, po ponownym uruchomieniu jednego z pięciu reaktorów, który od lat nie działał w związku z wykryciem licznych pęknięć w zbiorniku ciśnieniowym;
- Tajwan zwiększył produkcję energii ze źródeł jądrowych o 24% wraz z ponownym uruchomieniem dwóch reaktorów po długich przestojach, pozostaje ona jednak poniżej poziomu z 2016 roku;
- Stany Zjednoczone zarejestrowały najwyższą w historii produkcję energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych. Choć wzrost w stosunku do poprzedniego rekordu z 2010 roku (+1 TWh) pozostaje marginalny, warto zauważyć, że w 2018 roku kraj ten wykorzystywał o sześć reaktorów mniej niż w 2010 roku (97 vs. 103). Moc zainstalowana w 2018 roku była nieco niższa niż osiem lat wcześniej (98,7 GW wobec 100,4 GW), co wyraźnie wskazuje na dalszą poprawę efektywności operacyjnej w tym kraju.

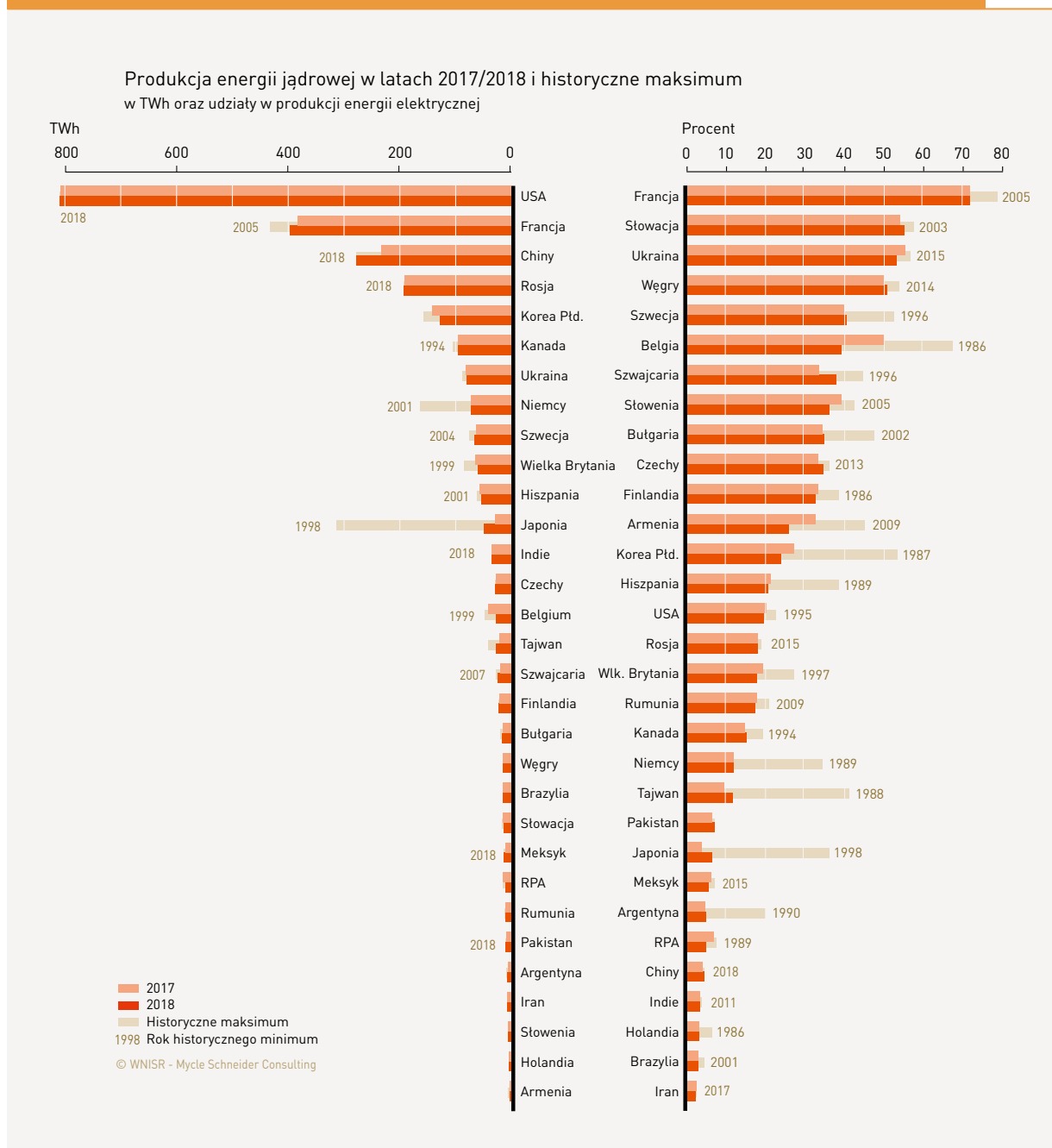
Podobnie jak w latach ubiegłych, w 2018 roku „wielka piątka” krajów wytwarzających energię jądrową, odpowiednio: Stany Zjednoczone, Francja, Chiny, Rosja i Korea Południowa wyprodukowała 70% całkowitej energii jądrowej na świecie (rys. 4, wykres po lewej). W 2002 roku Chiny zajmowały pod tym względem 15. miejsce, w 2007 roku – 10., a w 2016 roku – już 3. Dwa kraje: Stany Zjednoczone i Francja, z 47-procentowym udziałem w światowej produkcji energii jądrowej, w 2018 roku ponownie odpowiadały za prawie połowę światowej produkcji energii z tego źródła.

W wielu przypadkach, nawet przy zwiększeniu produkcji energii jądrowej, wzrost ten nie był jednak współmierny do ogólnego wzrostu produkcji energii elektrycznej. W efekcie, udział energii jądrowej pozostawał poniżej historycznego maksimum (rys. 4, wykres po prawej).

19 – Zmiana w stosunku do roku poprzedniego poniżej jednego punktu procentowego.

Należy zatem zauważyć, że w 2018 roku 20 państw utrzymało stały udział w produkcji energii jądowej (zmiana poniżej 1 punktu procentowego), podczas gdy siedem państw zmniejszyło swój udział w tym zakresie. Tylko w czterech krajach rola energii jądowej w koszyku energetycznym wzrosła o ponad 1 punkt procentowy (Japonia, Szwajcaria, Czechy, Tajwan), głównie dzięki ponownemu uruchomieniu reaktorów jądowych po długotrwałych przestojach. Tylko dwa kraje (Chiny i Pakistan) zanotowały nowe rekordowe udziały energii jądowej w koszyku energetycznym, przy czym oba te kraje, przy marginalnych wzrostach, osiągnęły wciąż bardzo skromne poziomy: +0,3 punktu procentowego dla Chin (udział 4,2%) i +0,6 punktu procentowego dla Pakistanu (osiągając 6,8%).

Rys. 4 | Produkcja energii elektrycznej w elektrowniach jądowych na świecie i udział w światowej produkcji energii



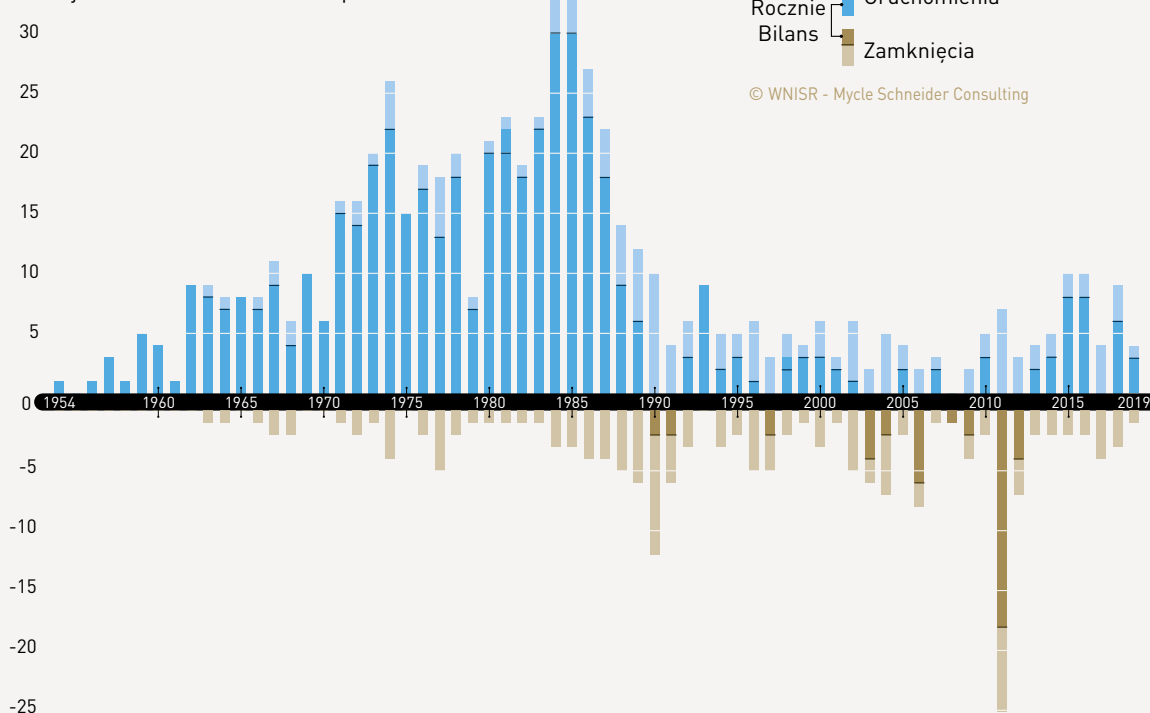
DZIAŁANIE, WYTWARZANIE ENERGII, WIEK INSTALACJI JĄDROWYCH

Od czasu podłączenia pierwszego reaktora jądrowego do radzieckiej sieci energetycznej w Obińsku w 1954 roku, miały miejsce dwie duże fale uruchomień. Pierwsza z nich osiągnęła szczyt w 1974 roku, gdy do sieci podłączono 26 reaktorów. Druga z kolei miała miejsce w latach 1984-1985, tuż przed wypadkiem w Czarnobylu – w każdym z tych lat miały miejsce 33 podłączenia. Pod koniec lat 80. nieprzerwany rozwój bloków jądrowych netto ustał, a w 1990 roku po raz pierwszy liczba reaktorów zamkniętych przewyższyła liczbę reaktorów uruchomionych²⁰.

Rys. 5 | Podłączenia reaktorów jądrowych do sieci oraz zamknięcia reaktorów na świecie

Uruchomienia i wyłączenia reaktorów na świecie

liczba jednostek od 1954 roku do lipca 2019 roku



Źródło: WNISR, z IAEA-PRIS, 2019.

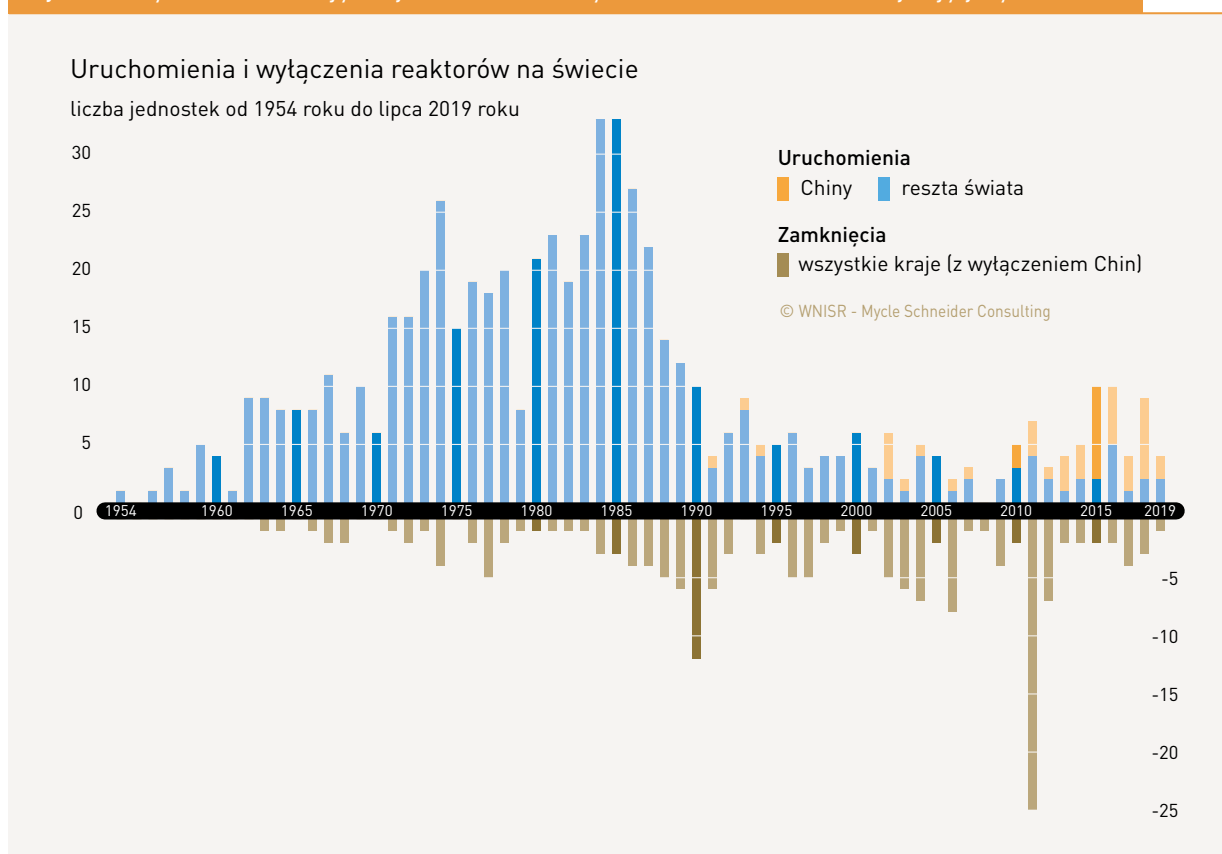
Uwaga: Poczynając od 2019 roku, w *Raportach WNISR* wprowadzany jest termin „zamknięcie” (*Closed*) w miejsce „stałe wyłączenie” (*Permanent Shutdown*) w odniesieniu do reaktorów, które zaprzestały produkcji. WNISR uznaje reaktory za zamknięte od dnia ostatniej produkcji. Definicja ta nie jest nowa, nie była jednak stosowana w odniesieniu do wszystkich reaktorów, ani nie została też w pełni odzwierciedlona w bazie danych WNISR; dotyczy to znanych, przytaczanych przykładów, takich jak Superphénix we Francji – instalacji, która nie prowadziła produkcji w ciągu dwóch lat przed jej oficjalnym zamknięciem, czy włoskie reaktory, które zostały de facto zamknięte przed referendum w 1987 roku, etc. Zmiany te w oczywisty sposób wpływają na wiele danych liczbowych dotyczących całego światowego zasobu reaktorów jądrowych (m.in. uruchomienia i zamknięcia, ewolucja wszystkich elektrowni jądrowych na świecie, wiek zamykanych reaktorów).

20 – W *Raporcie WNISR* z 2019 roku wprowadzamy pojęcie „zamknięcia” (*closure*) jako ogólny termin oznaczający stałe wyłączenie, aby uniknąć nieporozumień w przypadku tymczasowego wyłączenia/odłączenia reaktora od sieci (*shutdown*) w celu konserwacji, uzupełniania paliwa, modernizacji lub z powodu zaistniałych nieprzewidywanych zdarzeń. „Zamknięcie” – „*closure*”, jak przyjęto w *Raporcie*, ma miejsce od momentu odłączenia reaktora od sieci, a nie od momentu podjęcia decyzji przemysłowej, politycznej lub gospodarczej w tym zakresie. Jednostki, które nie wytwarzały energii elektrycznej od kilku lat, w statystykach WNISR ujmowane są jako zamknięte od roku, w którym po raz ostatni wytwarzały energię.

W latach 1991-2000 miało miejsce znacznie więcej uruchomień niż zamknięć (odpowiednio: 52 wobec 30), natomiast w latach 2001-2010 liczba uruchomień była mniejsza od liczby zamknięć (odpowiednio: 32 wobec 35). Ponadto, po 2000 roku potrzeba było całej dekady, aby podłączyć tyle jednostek, ile podłączono w jednym roku w połowie lat 80. W okresie od 2011 roku do połowy 2019 roku uruchomiono na świecie 56 reaktorów, z czego 35 (prawie dwie trzecie) w Chinach. W tym samym okresie zamknięto 50 bloków – wszystkie poza granicami Chin. Reasumując, poza granicami Chin zamknięto 50 reaktorów, a uruchomiono zaledwie 21, tym samym doszło do zaskakującej redukcji tej infrastruktury o 29 jednostek (rys. 5).

W latach 2015 i 2016 uruchomiono na świecie łącznie 10 reaktorów, natomiast w 2017 roku tylko cztery, z czego trzy w Chinach i jeden w Pakistanie (budowane przez chińskie firmy). W 2018 roku po raz pierwszy wyprodukowano energię elektryczną w dziewięciu reaktorach, z czego siedem zlokalizowanych było w Chinach i po jednym w Rosji oraz Korei Południowej, natomiast trzy bloki zostały zamknięte, z czego dwa w Rosji i jeden w USA (rys. 6).

Rys. 6 | Podłączenia reaktorów jądowych do sieci i zamknięcia reaktorów na świecie – utrzymujący się efekt Chin



Źródło: WNISR, z IAEA-PRIS, 2019.

W pierwszej połowie 2019 roku na świecie uruchomiono cztery reaktory, z czego dwa w Chinach (Taishan-2, Yangjiang-6) i po jednym w Rosji (Nowoworoneż 2-2) i Korei Południowej (Shin-Kori-4), natomiast w USA jeden blok zamknięto (Pilgrim-1).

W połowie sierpnia 2019 roku w statystykach Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej (*International Atomic Energy Agency* – IAEA) nadal figurowało 37 japońskich reaktorów (o pięć mniej niż w połowie 2018 roku) na tle łącznej liczby działających na świecie 451 reaktorów

(o dwa mniej niż w połowie 2018 roku)²¹; jednak warto odnotować, że w okresie od września 2013 roku do sierpnia 2015 roku w Japonii nie wytwarzano energii elektrycznej z energii jądrowej, a od 1 lipca 2019 roku działało tylko dziewięć reaktorów w tym kraju. W 2018 roku elektrownie jądrowe dostarczyły w Japonii tylko 6,2% energii elektrycznej.

Raport WNISR ponownie zwraca uwagę na konieczność odpowiedniego ujmowania w światowych statystykach szczególnej sytuacji energetyki jądrowej w Japonii. Podejście przyjęte przez IAEA, zgodnie z którym cały zbiór japońskich unieruchomionych reaktorów uznawany jest za będący „w eksploatacji” lub „działający”, rząd japoński, przedsiębiorstwa energetyczne, przemysł oraz wiele instytucji badawczych, a także inne rządy i organizacje, uznają za mylące.

Zgodnie z definicją IAEA, reaktor jest w stanie „długoterminowego wyłączenia” (inaczej LTS – *Long-term Shutdown*)²², jeżeli został wyłączony na „dłuższy czas (zazwyczaj powyżej jednego roku)”, a w początkowym okresie po wyłączeniu nie podejmuje się „zdecydowanych wysiłków” w celu ponownego uruchomienia go albo „nie ustalono konkretnej daty ponownego uruchomienia lub harmonogramu naprawczego” jednostki. Obecnie IAEA nie wskazuje ani jednego reaktora w kategorii LTS.

Kryteria IAEA są niejasne i w związku z tym mogą być różnorodnie interpretowane. Co dokładnie oznacza termin „dłuższy czas”? Jak zdefiniować „zdecydowane wysiłki”? Kiedy datę uruchomienia lub harmonogram naprawczy uznać można za „konkretne”? W obliczu tego dylematu, autorzy *Raportu* w 2014 roku postanowili utworzyć nową kategorię z prostą definicją, opartą na faktach, niepozostawiającą miejsca na spekulacje: „Długotrwałe odłączenie od sieci” (*long-term outage*) lub LTO; definicja ta brzmi następująco:

Reaktor jądrowy uznaje się za długotrwałe odłączony od sieci (LTO), jeżeli nie wytworzył on energii elektrycznej w poprzednim roku kalendarzowym i w pierwszej połowie bieżącego roku kalendarzowego, zostaje wycofany ze statusu eksploatacyjnego z mocą wsteczną od dnia odłączenia od sieci.

Następnie, gdy podjęta zostaje decyzja o zamknięciu reaktora, status zamknięcia rozpoczyna się w dniu ostatniego wytworzenia energii elektrycznej, a statystyki WNISR są odpowiednio wstecznie modyfikowane.

Zastosowanie tej definicji do całego światowego zbioru reaktorów jądrowych, począwszy od dnia 1 lipca 2019 roku, prowadzi do sklasyfikowania 28 jednostek jako LTO – wszystkie IAEA uznaje za „działające”, co stanowi o cztery mniej niż w *Raporcie* z 2018 roku; z tego 24 zlokalizowane są w Japonii oraz po jednej w: Chinach, Kanadzie, Korei Południowej i na Tajwanie. Od połowy 2018 roku cztery reaktory, posiadające wcześniej status LTO, zostały ponownie uruchomione, dwa w Indiach (Kakrapar-1 i -2) oraz po jednym w Argentynie (Embalse) i we Francji (Paluel-2). Trzy reaktory: dwa w Japonii (Genkai-2, Onagawa-1) i jeden na Tajwanie (Chins-han-1) – zmieniły status z LTO na „zamknięty”.

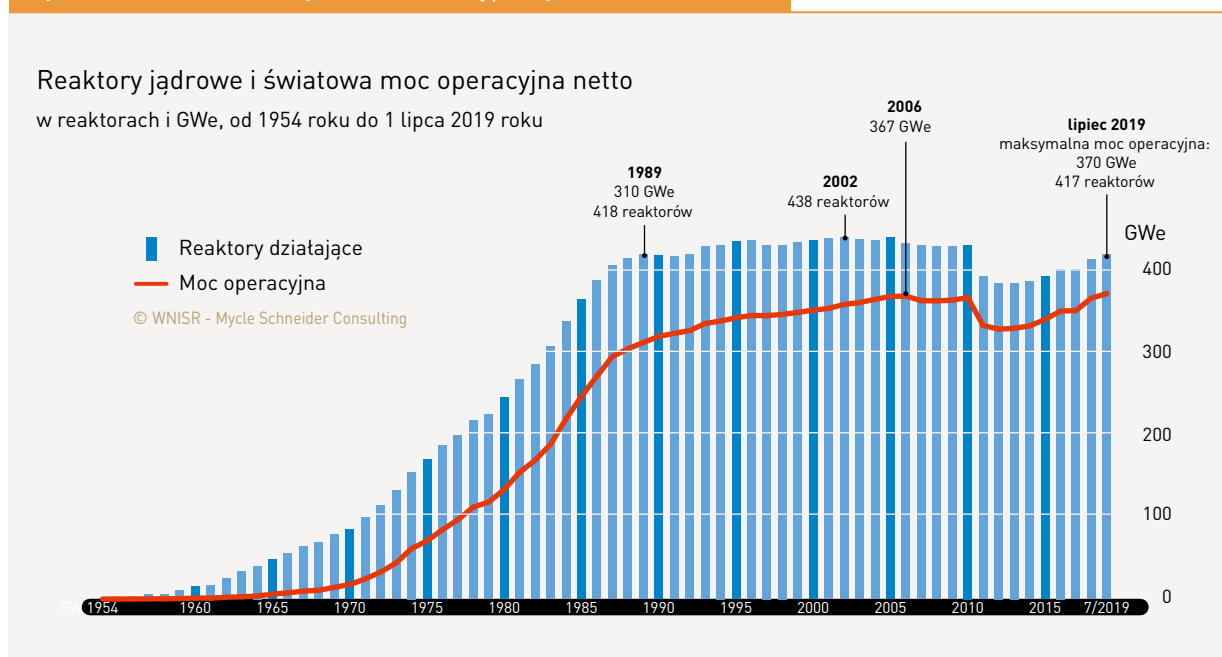
Od lat WNISR uznaje wszystkie dziesięć reaktorów w Fukushima za zamknięte. W lipcu 2019 roku TEPCO ostatecznie sformalizowało ich zamknięcie i ogłosiło plany likwidacji czterech reaktorów Fukushima Daini.

21 – IAEA, System informacji o reaktorach energetycznych (*Power Reactor Information System*), Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej, dokument niedatowany, <https://pris.iaea.org/pris/CountryStatistics/CountryDetails.aspx?current=JP> [dostęp: 28.07.2019].

22 – Zob. Glosariusz IAEA, www.iaea.org/pris/Glossary.aspx [dostęp: 01.07.2016].

Zgodnie ze stanem na dzień 1 lipca 2019 roku, w 31 krajach świata działało łącznie 417 reaktorów jądowych, co stanowi wzrost w stosunku do lipca 2018 roku²³. Obecny światowy zbiór wszystkich elektrowni jądowych ma łączną nominalną moc netto 370 GW, co oznacza wzrost o 6,7 GW (+1,9%) w porównaniu z rokiem poprzednim (rys. 7). Liczba działających reaktorów jest niższa od tej z 1989 roku, a produkcja energii elektrycznej z energii jądowej jest wciąż o kilka procent poniżej szczytowego poziomu z 2006 roku; odnotowano natomiast nowy historyczny szczyt mocy operacyjnej.

Rys. 7 | Światowa liczba wszystkich reaktorów jądowych w latach 1954–2019



Źródło: WNISR, z IAEA-PRIS, 2019.

Uwaga: Zmiany w bazie danych dotyczące dat zamknięcia reaktorów lub przyznania im statusu LTO nieznacznie zmieniają kształt wykresu w stosunku do poprzednich edycji. W szczególności wcześniejsza „maksymalna moc operacyjna” z 2006 roku (przekroczona w lipcu 2019 roku) wynosi obecnie 367 GW.

Od wielu lat moc zainstalowana netto rośnie szybciej niż liczba netto działających na świecie reaktorów. W 1989 roku średnia wielkość działającego reaktora jądowego wynosiła ok. 740 MW, podczas gdy w 2019 roku wzrosła do prawie 890 MW. Wzrost mocy jest wynikiem wymiany mniejszych bloków na większe oraz zmian technologicznych w istniejących elektrowniach, co prowadzi do zwiększenia produkcji energii elektrycznej. Proces ten określany jest mianem przyrostu mocy (*uprating*)²⁴. W samych Stanach Zjednoczonych, od 1977 roku Komisja Dozoru Jądowego (*Nuclear Regulatory Commission* – NRC) zatwierdziła 164 przyrostów mocy. Łączny przyrost mocy w Stanach Zjednoczonych wyniósł 7,9 GW, co odpowiada ośmiu dużym reaktorom²⁵. Od kwietnia 2018 roku nie zatwierdzono żadnych dodatkowych przyrostów mocy (*upratingu*). W połowie 2019 roku żadne wnioski nie czekały na rozpatrzenie; oczekiwano, że w drugiej połowie 2019 roku zostaną złożone cztery nowe wnioski.

23 – +8 rozruchów +4 wznowienia -3 nowe LTO -5 zamknięć

24 – Zwiększanie mocy reaktorów jądowych poprzez modernizację instalacji, np. wprowadzenie wydajniejszych generatorów parowych lub turbin.

25 – U.S.NRC, „Zaakceptowane wnioski o podniesienie mocy” (*Approved Applications for Power Upgrades*), Komisja Dozoru Jądowego Stanów Zjednoczonych, uaktualnienie.

Podobną tendencję do podwyższania mocy i rozpoczynania poważnych remontów w celu wydłużenia okresu eksploatacji istniejących reaktorów zaobserwowano w Europie. Głównym powodem wydłużania okresu eksploatacji są względy ekonomiczne, jednak argument ten jest coraz silniej kwestionowany w obliczu rosnących kosztów modernizacji istniejących instalacji i obniżających się kosztów rozwiązań alternatywnych.

REALIZACJE INWESTYCJI JĄDROWYCH W BUDOWIE – PRZEGLĄD

Na dzień 1 lipca 2019 roku 46 reaktorów uważa się za będące w budowie, co stanowi najniższą liczbę od dziesięciu lat. Wskaźnik ten spada od sześciu lat. Obecnie buduje się o cztery reaktory mniej niż rok temu i o 22 mniej niż w 2013 roku (prace w przypadku pięciu realizacji zarzucono). Trzy na cztery reaktory budowane są w Azji i Europie Wschodniej. Łącznie 16 krajów buduje elektrownie jądrowe, o jeden więcej (Wielka Brytania) niż w poprzednim roku (tab. 1).

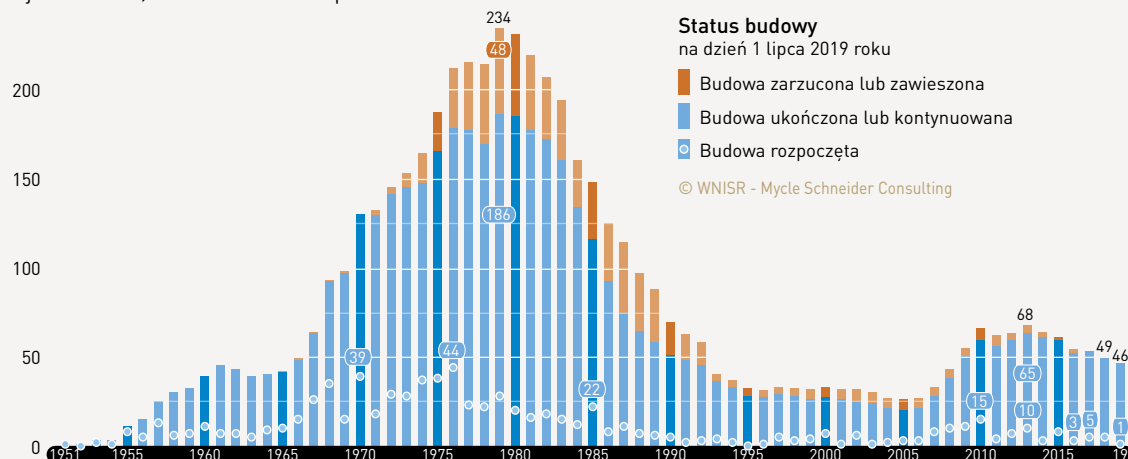
W 2018 roku rozpoczęto budowę pięciu reaktorów jądrowych, po jednym w Bangladeszu, Rosji, Korei Południowej, Turcji i Wielkiej Brytanii. W pierwszej połowie 2019 roku rozpoczęto realizację tylko jednego takiego projektu na świecie, w Rosji. Rosyjskie firmy budują również reaktory w Bangladeszu i Turcji. Rosja jest zaangażowana w cztery z sześciu projektów tego typu uruchomionych od początku 2018 roku.

Liczba 46 reaktorów znajdujących się na liście jednostek w budowie do połowy 2019 roku wypada słabo w porównaniu z rekordową liczbą 234 – łącznie ponad 200 GW w 1979 roku. Jednak wiele (48) z projektów realizowanych w 1979 roku nie zostało ukończonych (rys. 8). Rok 2005, w którym w budowie było 26 bloków, był wyjątkowo słaby, spadając do poziomu z początków technologii jądrowej w latach 50. XX wieku. W porównaniu z sytuacją opisaną w 2018 roku, łączna moc bloków jądrowych w budowie na świecie ponownie spadła o 3,9 GW – do 44,6 GW, przy dość stabilnej średniej wielkości bloku 969 MW.

Rys. 8 | Reaktory jądrowe „w budowie” na świecie (stan na dzień 1 lipca 2019 roku)

Reaktory w budowie na świecie

w jednostkach, od 1951 roku do 1 lipca 2019 roku



Źródło: WNISR z IAEA-PRIS, 2019.

Tabela 1 | Reaktory jądrowe „w budowie” (stan na dzień 1 lipca 2019 roku)

Kraj	Jednostki	Moc (MW netto)	Rozpoczęcia budów	Podłączenia do sieci	Realizacje opóźnione
Chiny	10	8800	2012–2017	2020–2023	2-3
Indie	7	4824	2004–2017	2019–2023	5
Rosja	5	3379	2007–2019	2019–2023	3
ZEA	4	5380	2012–2015	2020–2023	4
Korea Południowa	4	5360	2012–2018	2019–2024	4
Białoruś	2	2218	2013–2014	2019–2020	1-2
Bangladesz	2	2160	2017–2018	2023–2024	0
Słowacja	2	880	1985	2020–2021	2
USA	2	2234	2013	2021–2022	2
Pakistan	2	2028	2015–2016	2020–2021	0
Japonia	1	1325	2007	?	1
Argentyna	1	25	2014	2021	1
Wielka Brytania	1	1630	2018	2025	0
Finlandia	1	1600	2005	2020	1
Francja	1	1600	2007	2022	1
Turcja	1	1114	2018	2024	0
Łącznie	46	44 557	1985–2019	2019–2025	27-29

Uwaga: W tabeli nie uwzględniono budów zawieszonych i porzuconych.

Źródło: opracowanie na podstawie: WNISR 2019.

CZAS BUDOWY REAKTORÓW JĄDROWYCH

Czas budowy obecnie powstających reaktorów

Bliższe spojrzenie na projekty określane jako „projekty w budowie” daje pojęcie o poziomie niepewności i problemach związanych z wieloma tego typu realizacjami, szczególnie jeśli weźmie się pod uwagę fakt, że większość inwestorów na początku zakłada pięcioletni okres budowy:

- według danych, na dzień 1 lipca 2019 roku, 46 budowanych reaktorów jest w trakcie realizacji średnio od 6,7 lat, a wiele z nich jest wciąż dalekich od ukończenia;
- wszystkie reaktory w budowie w co najmniej połowie z 16 krajów doświadczyły około rocznych opóźnień. Co najmniej 27 (59% ogółu) projektów budowlanych jest opóźnionych. Większość jednostek, które nominalnie są budowane terminowo, została rozpoczęta w ciągu ostatnich trzech lat lub nie osiągnęła jeszcze przewidywanych terminów uruchomienia, co utrudnia ocenę w zakresie tego, czy prace te przebiegają zgodnie z harmonogramem. Szczególnie niepewna pozostaje kwestia budów realizowanych na Białorusi, w Chinach i w Zjednoczonych Emiratach Arabskich;
- spośród 27 reaktorów, których budowa jest ewidentnie opóźniona, w co najmniej 11 zgłoszono zwiększenie opóźnienia, a w pięciu kolejnych – poinformowano o nowych opóźnieniach w ciągu ostatniego roku (od czasu publikacji *Raportu* z 2018 roku);

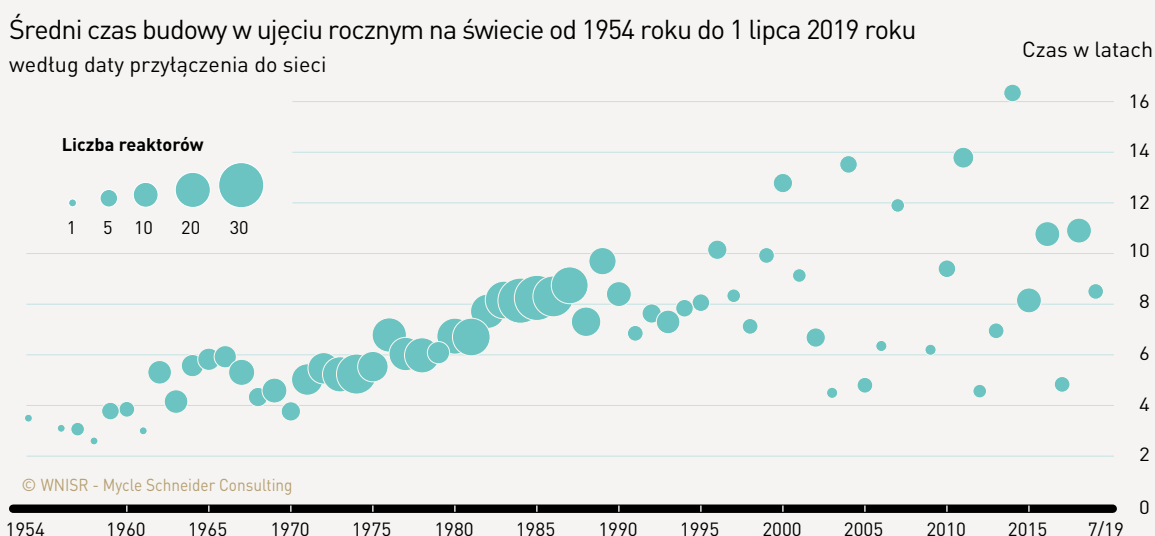
- w *Raporcie* z roku 2017 odnotowano łączną liczbę 19 reaktorów, których uruchomienie zaplanowano na rok 2018, przy czym jeden z nich uruchomiono jeszcze w 2017 roku. Według stanu na początek 2018 roku, uruchomienie 15 reaktorów miało, zgodnie z planem, nastąpić w trakcie roku, jednak udało się to tylko w przypadku 9 realizacji, zaś uruchomienie pozostałych opóźniono co najmniej do roku 2019;
- w przypadku dwóch projektów: Mochovce-3 i -4 na Słowacji, budowę rozpoczęto ponad 30 lat temu, natomiast ich uruchomienie po raz kolejny przełożono: tym razem na lata 2020-2021;
- cztery reaktory znajdują się na liście będących „w budowie” od dziesięciu lub więcej lat: jest to prototypowy reaktor prędkości (PFBR) w Indiach, reaktor Olkiluoto-3 w Finlandii, Shimane-3 w Japonii oraz francuski blok jądrowy Flamanville-3. Projekty: fiński, francuski i indyjski odnotowały w 2018 roku kolejne opóźnienia, natomiast w przypadku projektu japońskiego, nie podano nawet orientacyjnej daty uruchomienia.

Rzeczywisty czas realizacji projektów elektrowni jądrowych obejmuje nie tylko samą budowę, ale także długie procedury udzielania zezwoleń w większości krajów, złożone negocjacje finansowe, przygotowanie terenu i inne działania w zakresie rozwoju infrastruktury. W przypadku brytyjskiego projektu Hinkley Point C, znaczący zakres inwestycji i prac został zrealizowany jeszcze przed rozpoczęciem oficjalnej fazy budowy.

Czas budowy dawnych i obecnie eksploatowanych reaktorów

Na świecie panuje tendencja do wydłużania czasu budowy reaktorów jądrowych. W pierwszych latach rozwoju energetyki tego typu, krajowe programy budowy elektrowni atomowych realizowane były szybciej. Jak pokazuje rysunek 9, czasy budowy reaktorów ukończonych w latach 70. i 80. XX. wieku były stosunkowo podobne, natomiast w ciągu ostatnich dwudziestu lat różniły się znacznie.

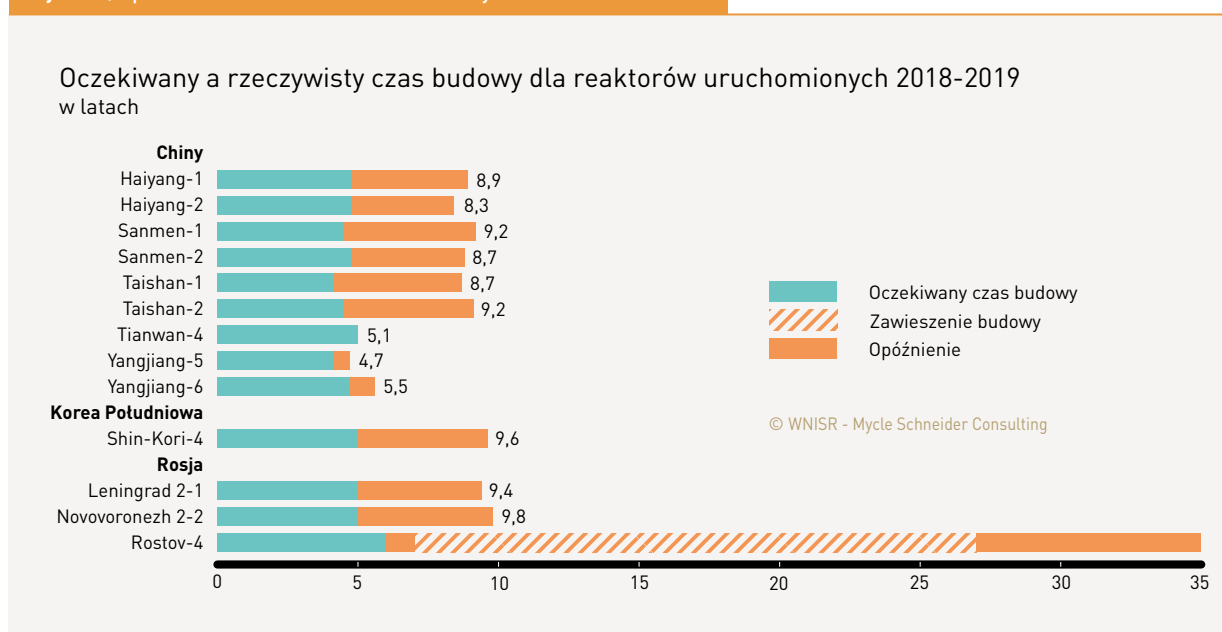
Rys. 9 | Średni roczny czas budowy reaktorów jądrowych na świecie w latach 1954-2019



Siedem inwestycji jądrowych ukończonych przez Chiny w 2018 roku budowano średnio przez 7,7 lat, podczas gdy realizacja dwóch rosyjskich projektów zajęła średnio 22,3 lata, zanim przyłączono je do sieci; przy czym w przypadku reaktora Rostov-4 upłynęło 35 lat, zanim w końcu zaczął produkować energię elektryczną, z kolei w przypadku reaktora Leningrad 2-1 – blisko 10 lat. Średni czas budowy dziewięciu reaktorów uruchomionych w 2018 roku, wyniósł 10,9 lat.

W ciągu minionych 18 miesięcy tylko jeden blok został uruchomiony o czasie – był to Tianwan-4 w Chinach, zaprojektowany przez Rosjan, a wybudowany w przeważającej części przez Chińczyków reaktor typu VVER-1000 (model V-428M), który według projektantów, należy do generacji Gen-III, ale niewiele o nim wiadomo. Dwa chińskie bloki: Yangjiang-5 i -6 zostały ukończone z niewielkimi opóźnieniami, odpowiednio w: 4,7 oraz 5,5 lat. Są to reaktory ACPR-1000, zaprojektowane przez China General Nuclear Corp. (CGN), które, według projektantów, zawierają co najmniej dziesięć ulepszeń czyniących z nich projekty generacji Gen-III²⁶. Pomijając epicki wręcz przypadek reaktora Rostov-4, pozostałe sześć reaktorów uruchomionych w Chinach (cztery typu AP-1000, dwa typu EPR), a także dwa reaktory w Rosji oraz jeden w Korei Północnej – wszystkie one doświadczyły wieloletnich opóźnień, a czas ich budowy wydłużył się mniej więcej dwukrotnie, odpowiednio do 8,3–9,8 lat (rys. 10).

Rys. 10 | Opóźnienia dla reaktorów uruchamianych w latach 2018-2019



Źródło: WNISR z IAEA-PRIS, 2019.

Uwaga: Oczekiwany czas budowy określany jest na podstawie daty przyłączenia reaktora do sieci, podanej przy rozpoczęciu budowy, jeśli takie dane są dostępne; w innych przypadkach wykorzystuje się szacunki oparte na informacjach dotyczących eksploatacji komercyjnej, ukończenia bądź uruchomienia jednostki.

Spojrzenie z dłuższej perspektywy potwierdza, że krótki czas budowy jest raczej wyjątkiem niż regułą. W ciągu ostatniej dekady dziewięć krajów ukończyło budowę 63 reaktorów – z czego 37 powstało w samych Chinach – przy średnim czasie budowy 9,8 lat (tab. 2); stanowi to niewielką poprawę w porównaniu z dekadą 2008 – połowa 2018, kiedy czas ten wynosił średnio 10,1 lat.

Tabela 2 | Czas budowy reaktorów 2009 rok – połowa 2019 roku

Czas budowy 63 bloków uruchomionych w latach 2009-7/2019				
Kraj	Bloki	Czas budowy [w latach]		
		Średni czas	Minimalny	Maksymalny
Chiny	37	6,0	4,1	11,2
Rosja	8	22,2	8,1	35,0
Korea Południowa	6	6,0	4,1	9,6
Indie	5	9,8	7,2	14,2
Pakistan	3	5,4	5,2	5,6
Argentyna	1	33,0	33,0	
Iran	1	36,3	36,3	
Japonia	1	5,1	5,1	
USA	1	43,5	43,5	
Świat	63	9,8	4,1	43,5

Źródło: opracowanie własne autorów WNISR, 2019.

BUDOWY REAKTORÓW ROZPOCZĘTE I ZANIECHANE

Liczba budów reaktorów jądrowych rozpoczętych w ciągu roku²⁷ osiągnęła szczyt w roku 1976 – realizowano wtedy 44 inwestycje, z czego 12 projektów następnie zarzucono. W 2010 roku rozpoczęto budowę 15 inwestycji – w tym 10 w samych Chinach, i był to najwyższy wynik od 1985 roku (rys. 11). Liczba ta spadła do pięciu realizacji zarówno w 2017 roku, jak i w 2018 roku. Budowy rozpoczęte w 2018 roku były wyjątkowo zróżnicowane, po jednej w: Bangladeszu, Korei Południowej, Rosji, Turcji i Wielkiej Brytanii. Bangladesz i Turcja to dwa nowe kraje w tym gronie; w obu projekty realizowane są przez rosyjski przemysł jądrowy. W Turcji rozpoczęto prace w Akkuyu, tam projekt powracał jako propozycja od lat 70. XX wieku. Do połowy 2019 roku rozpoczęto na świecie tylko jeden projekt – Kursk 2-2 w Rosji.

W konsekwencji wydarzeń w Fukushima, Chiny nie rozpoczęły żadnej budowy ani w 2011 roku ani w 2014 roku, a pomiędzy tymi latami zaczęły prace przy zaledwie siedmiu blokach. Chociaż chińskie firmy energetyczne w 2015 roku rozpoczęły budowę kolejnych sześciu bloków, liczba ta spadła do dwóch w 2016 roku; w 2017 roku był to tylko jeden prędko reaktor demonstracyjny, natomiast w roku 2018 oraz do połowy 2019 roku nie rozpoczęto żadnej nowej budowy (rys. 12). Innymi słowy, od grudnia 2016 roku, Chiny nie rozpoczęły budowy żadnego nowego reaktora komercyjnego. Według doniesień mediów, rząd Chin wydał zgodę na rozpoczęcie trzech kolej-

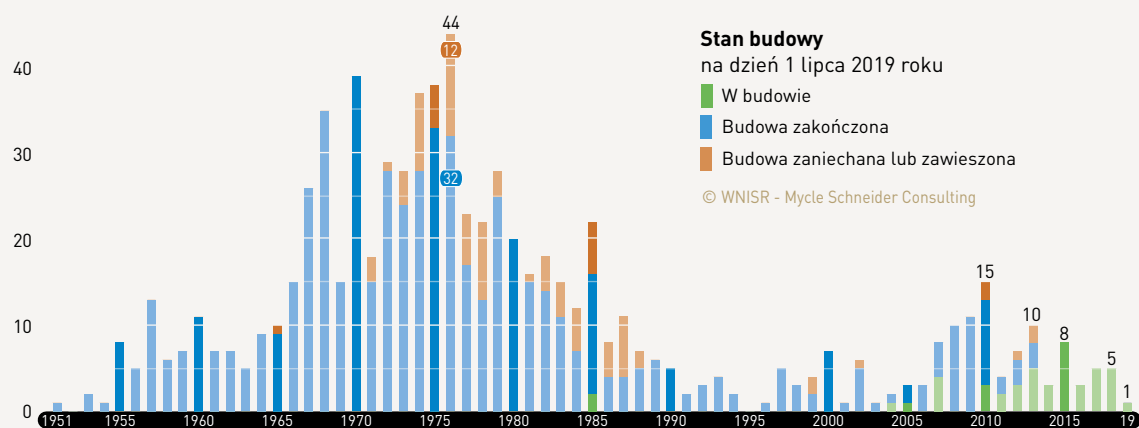
27 – Reaktor uznawany jest za „reaktor w budowie”, kiedy rozpoczyna się betonowanie jego fundamentu. Prace przygotowawcze, wykopy oraz inne prace z zakresu infrastruktury, nie są zaliczane do tego procesu.

nych budów, które miały ruszyć pod koniec 2019 roku. W przypadku realizacji, oznacza to powrót do budowy komercyjnych reaktorów jądrowych w Chinach, jednak w momencie powstawania tego *Raportu*, poziom zaawansowania tych działań był daleki od oczekiwań. Opracowany przez Chiny *Plan pięcioletni na lata 2016-2020* ustalał cel na poziomie 58 GW w eksploatacji i 30 GW w budowie do roku 2020 roku. W połowie 2019 roku Chiny posiadały 45,5 GW w eksploatacji i 9 GW w budowie, znacznie poniżej pierwotnie założonego celu.

Rys. 11 | Rozpoczęte budowy reaktorów jądrowych na świecie

Rozpoczęte budowy reaktorów jądrowych na świecie

liczba bloków, od 1951 roku do lipca 2019 roku

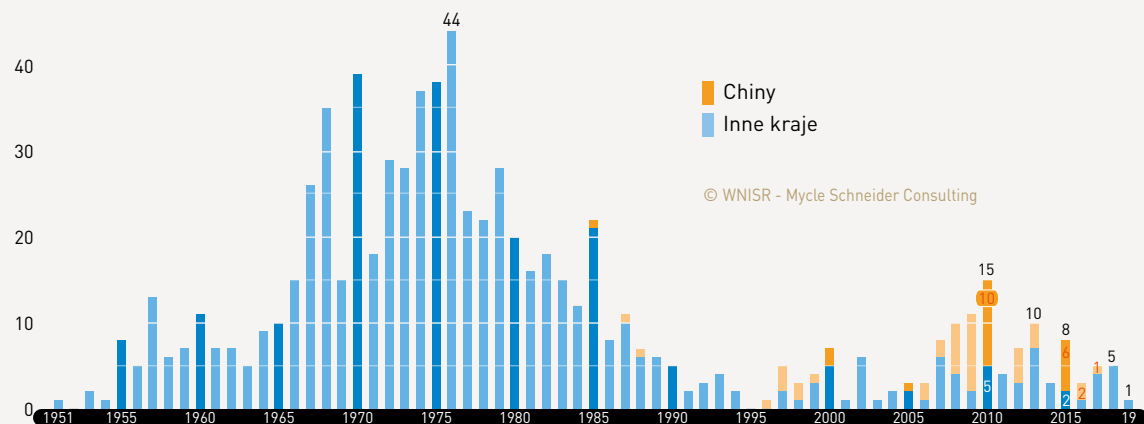


Źródło: WNISR z IAEA-PRIS, 2019.

Rys. 12 | Rozpoczęte budowy reaktorów jądrowych na świecie oraz w Chinach

Rozpoczęte budowy reaktorów jądrowych na świecie oraz w Chinach

liczba bloków, od 1951 roku do lipca 2019 roku



Źródło: WNISR z IAEA-PRIS, 2019.

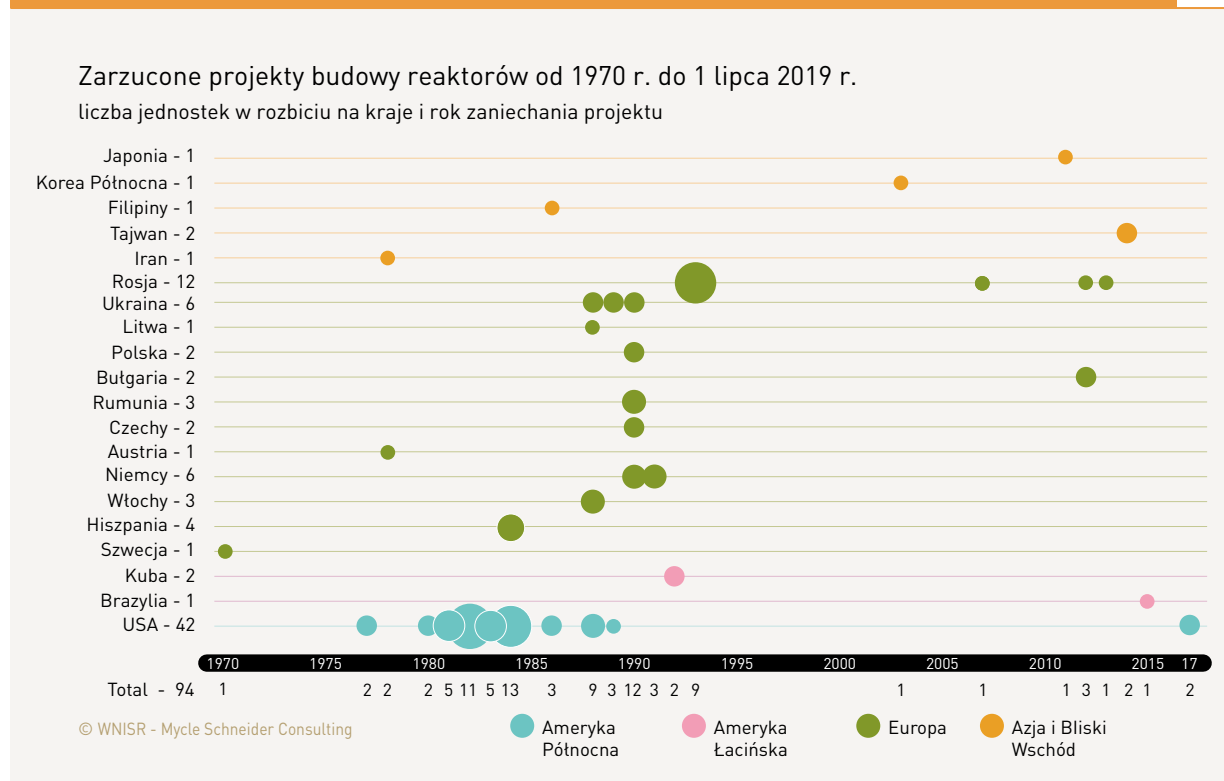
W ciągu dekady 2009-2018, rozpoczęto prace budowlane przy 71 reaktorach (pięć z tych projektów potem przerwano). To więcej niż w dekadzie 1999-2008, kiedy rozpoczęto budowę 45 bloków (z których trzy zostały zaniechane). Z liczbą 49 rozpoczętych bloków, Chiny mają największy udział w 116 budowach rozpoczętych w ciągu ostatnich dwóch dekad (rys. 12).

Ponadto doświadczenia z przeszłości pokazują, że samo posiadanie zamówienia na reaktor czy nawet elektrowni atomowej w zaawansowanym stadium budowy nie przesądza jeszcze o tym, czy zostanie ona ostatecznie przyłączona do sieci i rozpocznie produkcję prądu. Zaniechanie budowy dwóch bloków w elektrowni V.C. Summer pod koniec lipca 2017 roku, po czterech latach prac budowlanych oraz po wydaniu na tę inwestycję wielu miliardów dolarów, to najnowszy przykład z długiej listy nieudanych projektów budowy elektrowni jądrowych.

Statystyki francuskiej Komisji Energii Atomowej wykazują 253 „odwołane zamówienia” w 31 krajach do 2002 roku, z których wiele było już w zaawansowanym stadium budowy. W owych zaniechanych projektach, spory udział mają Stany Zjednoczone – 138 projektów²⁸.

Do dnia 1 lipca 2019 roku, spośród 766 projektów budowy reaktorów rozpoczętych od 1951 roku, co najmniej 94 jednostki – 12%, czyli jedna na osiem jednostek – w 20 krajach zostało zaniechanych. W ostatniej dekadzie – można powiedzieć, że zrezygnowano z realizacji jednego na czternaście projektów; pięć na 71 procesów budowlanych rozpoczętych w tym okresie zostało później przerwanych na różnych etapach zaawansowania (rys. 13).

Rys. 13 | Budowy reaktorów jądrowych na świecie – zawieszone lub zaniechane od 1970 roku do dnia 1 lipca 2019 roku



Źródło: WNISR z IAEA-PRIS, 2019.

Uwaga: Wykres zawiera tylko te projekty, których budowa formalnie się rozpoczęła, czyli wylano beton na fundamenty budynku reaktora.

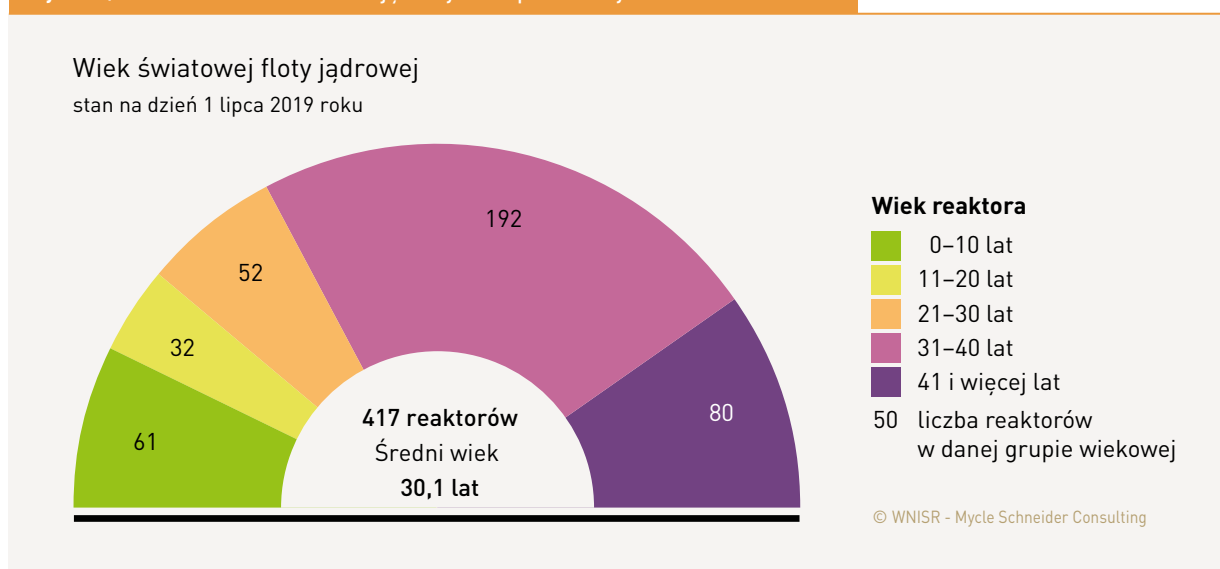
28 – CEA, “Elecnucl–Nuclear Power Plants in the World”, Francuska Komisja Energii Atomowej, 2002. Rozdział „odwołane zamówienia” zniknął z kolejnych edycji tej publikacji po roku 2002.

Prawie trzy czwarte (66 jednostek) wszystkich zarzuconych projektów pochodziło tylko z czterech krajów: Stanów Zjednoczonych (42), Rosji (12), Niemiec (6) i Ukrainy (6). Niektóre bloki zostały nawet ukończone w 100% – w tym reaktory Kalkar w Niemczech oraz Zwentendorf w Austrii, zanim podjęto decyzję o rezygnacji z ich eksploatacji.

WIEK REAKTORÓW JĄDROWYCH

Wobec faktu, że od wielu lat nie przyłączono do sieci dużych nowo wybudowanych reaktorów, średni wiek działających elektrowni jądrowych (liczony od momentu przyłączenia do sieci) stale rośnie i w połowie 2019 roku po raz pierwszy przekroczył 30 lat (30,1 lat), w porównaniu z 29,9 latami jeszcze rok wcześniej (rys. 14)²⁹. Łącznie 272 reaktory, dwie trzecie światowego zbioru wszystkich elektrowni jądrowych, pracuje od 31 lat lub dłużej, przy czym 80 (19%) jednostek osiągnęło wiek 41 lub więcej lat.

Rys. 14 | Struktura wieku reaktorów jądrowych eksploatowanych obecnie na świecie



Źródło: WNISR z IAEA-PRIS, 2019.

Niektóre firmy eksploatujące elektrownie jądrowe przewidują średni czas eksploatacji reaktora od 40 do 60, a nawet 80 lat. W Stanach Zjednoczonych reaktory wstępnie otrzymują pozwolenie na użytkowanie na okres 40 lat, ale ich operatorzy mogą wystąpić do Komisji Dozoru Jądrowego (*Nuclear Regulatory Commission* – NRC) o przedłużenie pozwolenia na kolejne 20 lat.

Według danych na dzień 4 maja 2018 roku, 85 z funkcjonujących wtedy 99 amerykańskich bloków jądrowych, otrzymało przedłużenie pozwolenia na użytkowanie, a kolejne cztery wnioski dotyczące pięciu reaktorów, były rozpatrywane przez NRC. Od publikacji poprzedniej edycji *Raportu* – za rok 2018, przedłużono cztery pozwolenia dotyczące pięciu reaktorów, jeden spo-

29 – W *Raporcie* wiek reaktora liczy się od przyłączenia go do sieci – do ostatecznego odłączenia od sieci. W statystykach przytaczanych w *Raporcie* „uruchomienie” (*startup*) reaktora oznacza przyłączenie do sieci, zaś jego „zamknięcie” (*closure*) oznacza odłączenie od sieci. W poprzednich edycjach *Raportu*, wiek reaktora zaokrąglany był automatycznie do pełnego roku. Aby lepiej pokazać obraz światowej liczby elektrowni jądrowych i tym samym ułatwić obliczenia, przyjmuje się, że reaktor ma rok, jeśli jest pomiędzy pierwszą a drugą rocznicą przyłączenia. W niektórych obliczeniach korzysta się z pojęcia „lat eksploatacji”, co oznacza, że reaktor jest w pierwszym roku eksploatacji do momentu pierwszej rocznicy przyłączenia do sieci, kiedy to wchodzi w drugi rok eksploatacji.

dziewany wniosek (Perry-1) wycofano, dwie jednostki z przedłużonymi pozwoleniami zamknięto, a dwa kolejne wnioski – dotyczące trzech reaktorów, spodziewane są w latach 2021-2022³⁰.

W Stanach Zjednoczonych tylko cztery z 36 zamkniętych jednostek – jedna na dziewięć – osiągnęły 40 lat pracy; reaktor Vermont Yankee został zamknięty w grudniu 2014 roku, osiągając wiek 42 lat; Fort Calhoun – w październiku 2016 roku, po 43 latach eksploatacji; Oyster Creek (najstarszy amerykański reaktor) – we wrześniu 2018 roku, w wieku 49 lat, oraz Pilgrim – w maju 2019 roku, po 47 latach eksploatacji. Wszystkie cztery uzyskały pozwolenie na eksploatację przez okres do 60 lat, jednak zostały zamknięte głównie z powodów ekonomicznych. Innymi słowy, co najmniej jedna czwarta reaktorów podłączonych do sieci w Stanach Zjednoczonych nigdy nie osiągnęła planowanego przez projektantów wieku 40 lat. Z drugiej strony, spośród 97 eksploatowanych obecnie instalacji jądrowych, 46 jednostek pracuje od 41 lat lub dłużej; tak więc połowa jednostek posiadających przedłużenie pozwolenia na eksploatację, weszło już w okres przedłużonego funkcjonowania, a ich udział w ogólnej liczbie reaktorów stale rośnie, w wyniku czego w połowie 2019 roku średni wiek amerykańskich reaktorów jądrowej wynosił 38,9 lat.

Wiele krajów nie wprowadza ograniczeń co do okresu ważności pozwoleń na eksploatację reaktorów jądrowych. We Francji, gdzie pierwszy z funkcjonujących wodnych reaktorów ciśnieniowych (PWR) uruchomiono w 1977 roku, reaktory muszą co dziesięć lat przechodzić gruntowną kontrolę oraz testy, które przeprowadzane są według zaostrzonych kryteriów bezpieczeństwa. Francuskie reaktory pracują średnio 34,4 lata, i większość z nich przeszła procedurę Francuskiej Agencji Bezpieczeństwa Atomowego (*French Nuclear Safety Authority* – ASN) badającej każdy reaktor, co pozwala na ich eksploatację instalacji przez okres do 40 lat, czyli limit wieku określony przy projektowaniu tych inwestycji. Jednakże należy brać pod uwagę fakt, że badania ASN są realizowane z wieloletnim opóźnieniem. Dodatkowo warto nadmienić, że z powodów ekonomicznych, francuska firma energetyczna *Électricité de France* (EDF) wyraźnie woli przedłużać okres eksploatacji reaktorów niż budować nowe duże instalacje. Podejście EDF do przedłużania okresu eksploatacji jest obecnie przedmiotem analizy Organizacji Wsparcia Technicznego ASN. ASN planuje wydanie opinii na temat ogólnego planu oceny stanu reaktorów w tym kraju do 2020 roku. Jest to szczególnie ważne w przypadku reaktora Tricastin-1 – pierwszej jednostki, która w 2019 roku miała przejść już czwartą z przeprowadzanych co dziesięć lat kontroli. Poza tym, przedłużenie okresu eksploatacji jednostki jądrowej powyżej 40 lat, wymaga we Francji przeprowadzenia konsultacji publicznych w konkretnej lokalizacji.

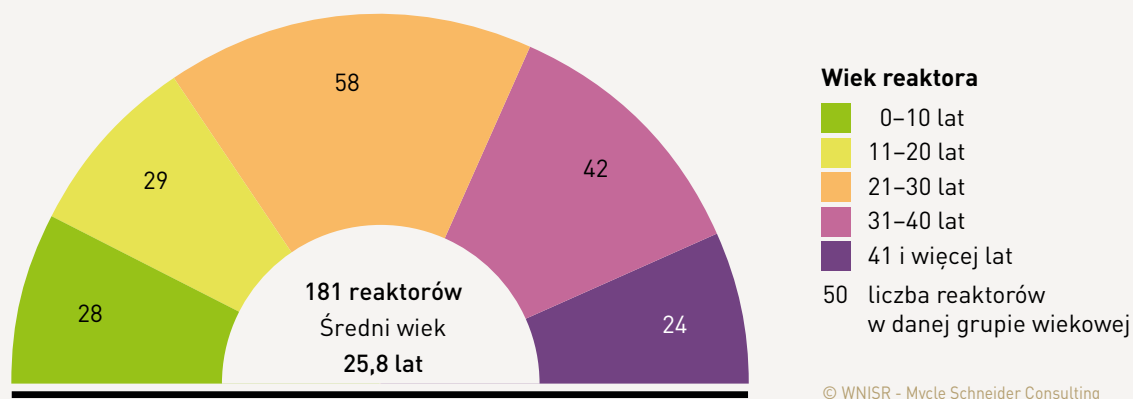
Reaktory uruchomione w ostatnich latach i pozostające w trakcie budowy w Korei Południowej, mają lub będą miały od razu pozwolenie na eksploatację na okres 60 lat. EDF będzie także starać się o 60-letnie pozwolenie dla swoich bloków Hinkley Point C w Wielkiej Brytanii.

Oceniając prawdopodobieństwo, według którego reaktory będą w stanie pracować przez 50 czy 60 lat, warto porównać strukturę wiekową reaktorów obecnie eksploatowanych z tymi, które zostały już zamknięte (zobacz: rys. 14 oraz rys. 15). Obraz dopełnia rzut oka na strukturę wiekową 181 już zamkniętych bloków (o osiem więcej w roku 2018). W sumie 66 z tych jednostek pracowało 31 lub więcej lat, a spośród nich 24 reaktory pracowały 41 lub więcej lat. Wiele jednostek pierwszej generacji funkcjonowało zaledwie przez kilka lat. Zważywszy, że średni wiek zamkniętych jednostek to 25,8 lat, plany przedłużenia okresu eksploatacji dużej liczby reaktorów do 40 lat lub sporo ponad to, wydają się być założeniem dość optymistycznym.

30 – U.S.NRC, “Status of License Renewal Applications and Industry Activities”, zaktualizowany 13 marca 2019 roku, <http://www.nrc.gov/reactors/operating/licensing/renewal/applications.html> [dostęp: 14.08.2019].

Rys. 15 | Wiek zamkniętych reaktorów jądowych na świecie

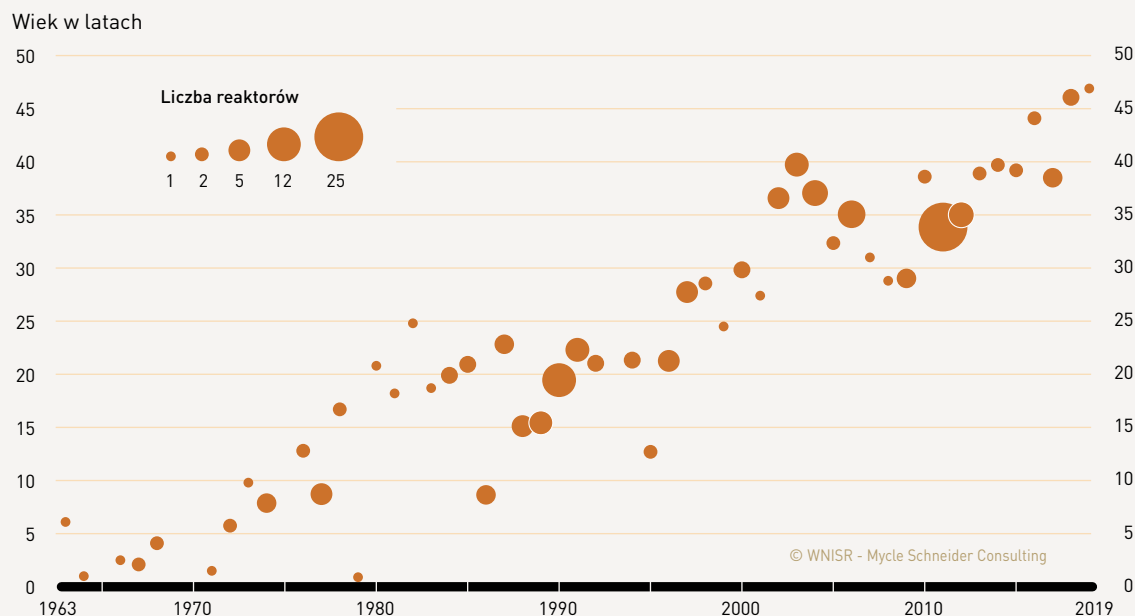
Wiek zamkniętych reaktorów jądowych na świecie
stan na dzień 1 lipca 2019 roku



Źródło: WNISR z IAEA-PRIS, 2019.

Rys. 16 | Ewolucja wieku zamknięcia reaktora w okresie od 1963 roku do 1 lipca 2019 roku

Jak ewoluował średni wiek reaktora w momencie zamknięcia od 1963 roku do 1 lipca 2019 roku
w rozbiciu na lata zamknięcia



Źródło: WNISR z IAEA-PRIS, 2019.

Bez wątpienia, okres eksploatacji reaktora przed zamknięciem jednostki wyraźnie stale się wydłuża. Ale podczas gdy średni wiek reaktorów zamykanych na świecie w danym roku zbliżył się do 40 lat, na razie przekroczył tę liczbę tylko dwa razy: w 2016 roku – kiedy zamknięto dwa reaktory w wieku 43 lat (Fort Calhoun, USA) i 45 lat (Noworonieź, Rosja), oraz w 2018 roku – gdy

po 49 latach eksploatacji zamknięto Oyster Creek, najstarszy reaktor w Stanach Zjednoczonych; reaktor Leningrad-1 zamknięto po 45 latach, oraz Bilibino – po 44 latach, oba w Rosji (rys. 16).

Po katastrofie w Fukushima, zaczęły pojawiać się wątpliwości, czy rozsądne jest eksploatowanie starszych reaktorów. Bloki jądrowe w elektrowni Fukushima Daiichi (1 do 4) zostały podłączone do sieci w latach 1971-1974. Pozwolenie na eksploatację dla Bloku 1 zostało przedłużone o kolejne 10 lat w lutym 2011 roku, na miesiąc przed katastrofą. Cztery dni po wydarzeniach w Japonii, rząd niemiecki zarządził zamknięcie na swoim terenie ośmiu reaktorów uruchomionych przed 1981 rokiem, z których dwa już wtedy nie pracowały i nigdy nie zostały ponownie włączone. Jedynym kryterium wyboru był okres eksploatacji reaktora. Inne kraje nie poszły tym śladem, ale jasne jest, że wydarzenia z marca 2011 roku, miały wpływ na przyjęte założenia dotyczące wydłużania okresu eksploatacji reaktorów także w innych krajach, na przykład w Belgii, Szwajcarii i na Tajwanie. Niektóre z największych potęg atomowych zamknęły najstarsze swe reaktory na długo przed osiągnięciem przez nie wieku 50 lat, w tym Niemcy – zamknęły jednostkę eksploatowaną przez 33 lat, Korea Południowa – jednostkę w wieku 40 lat, Szwecja – 46 lat, a Stany Zjednoczone – 49 lat; Francja zaplanowała wyłączenie swoich dwóch najstarszych reaktorów wiosną 2020 roku – kiedy osiągną wiek 43 lat.

PROGNOZOWANY OKRES EKSPLOATACJI

Wiele krajów nadal przedłuża lub przygotowuje się do przedłużenia okresów eksploatacji swoich reaktorów. Dlatego też, podobnie jak w poprzednich latach, autorzy *Raportu* przygotowali dwie prognozy okresu eksploatacji takich instalacji. Pierwszy scenariusz (Prognoza 40-letniego okresu eksploatacji reaktora jądrowego, rys. 17) zakłada ogólnie 40-letni okres eksploatacji dla działających na świecie reaktorów – z wyłączeniem tych, które znajdują się w stanie długotrwałego odłączenia (LTO). Okres 40 lat koresponduje z okresem eksploatacji przewidzianym w projektach większości obecnie pracujących reaktorów. Niektóre kraje przyjęły przepisy lub kierunki polityki (Belgia, Korea Południowa, Tajwan), zgodnie z którymi limit okresu eksploatacji całości lub części ich floty jądrowej ma wynosić 40 lub 50 lat.

Jeśli chodzi o 85 reaktorów, które pracują na świecie już dłużej niż 40 lat, zakłada się, że będą eksploatowane do wygaśnięcia udzielonych im pozwoleń na przedłużenie okresu eksploatacji.

Drugi scenariusz (Prognoza Przedłużenia Okresu Eksploatacji Instalacji – *Plant Life Extension* lub Prognoza PLEX, rys. 18) uwzględnia wszystkie już udzielone pozwolenia na przedłużenie okresu eksploatacji jednostek jądrowych.

60-letnie pozwolenie na eksploatację sześciu reaktorów typu APR1400 w Korei Południowej, z których dwa: Shin-Kori-3 i -4, już pracują, a cztery są w trakcie budowy, nie zostało tu uwzględnione. Wykresy nie uwzględniają także spodziewanego zamknięcia po 30 latach eksploatacji trzech pozostałych reaktorów Wolsong.

Rysunki nie uwzględniają także „odesłania na wcześniejszą emeryturę” 10 reaktorów, która to decyzja w przypadku niektórych z nich prawdopodobnie zostanie cofnięta; los ten może jednak spotkać inne reaktory.

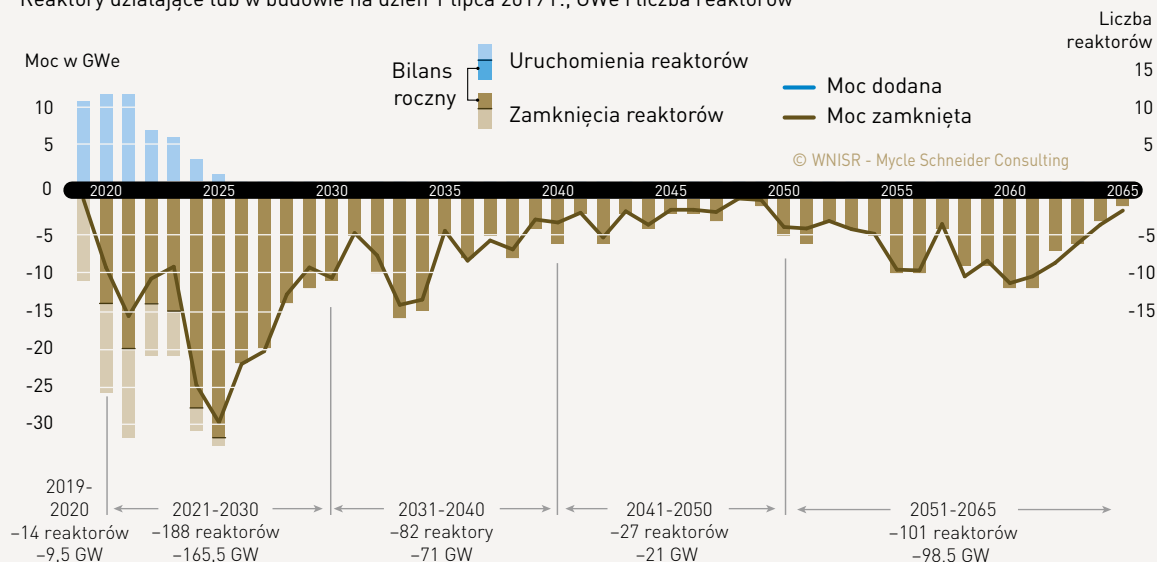
W przypadku francuskich reaktorów, które osiągnęły wiek 40 lat przed rokiem 2019, posługujemy się datą graniczną podaną w 4. okresowej kontroli bezpieczeństwa (*visite décennale*) jako data graniczna w Prognozie 40-letniej. Dla reaktorów, które osiągną 40 lat eksploatacji w 2019 lub 2020 roku, data podana w 4. okresowej kontroli bezpieczeństwa wykorzystana jest w Prognozie PLEX.

Rys. 17 | Prognoza 40-letniego okresu eksploatacji reaktorów jądowych (z wyłączeniem jednostek LTO)

Prognoza na lata 2019-2065 dot. reaktorów jądowych / mocy na świecie

Ogólne założenie – 40-letni średni okres eksploatacji

Reaktory działające lub w budowie na dzień 1 lipca 2019 r., GWe i liczba reaktorów



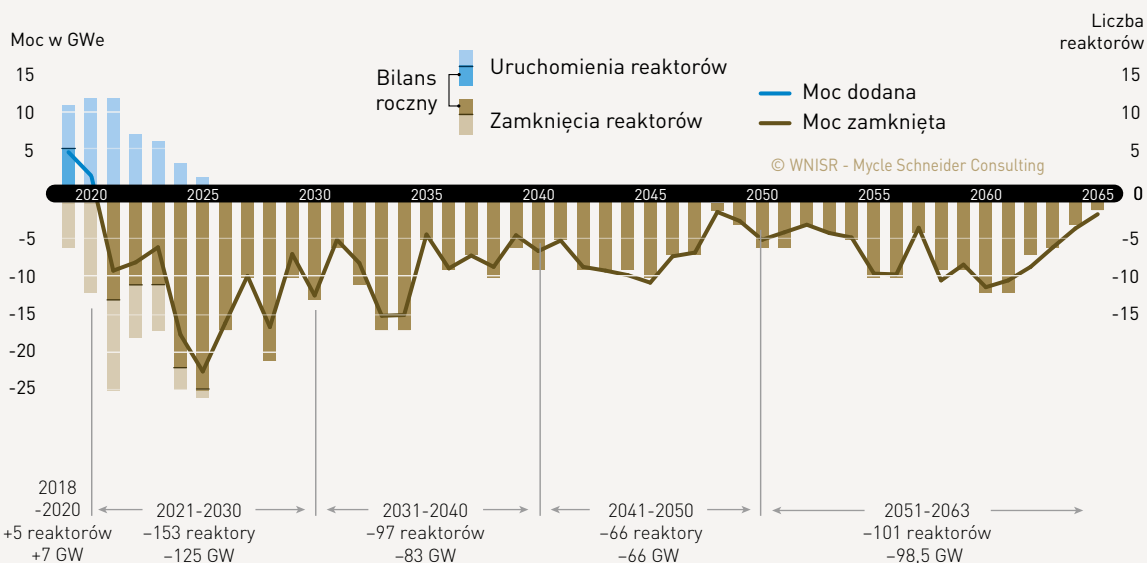
Źródło: różne źródła, opracowane przez autorów Raportu WNISR, 2019.

Rys. 18 | Prognoza na lata 2019-2065 dot. reaktorów jądowych oraz mocy jądowej na świecie (z wyłączeniem jednostek pozostających w stanie LTO)

Prognoza na lata 2019-2065 dot. reaktorów jądowych / mocy na świecie

Ogólne założenie średniego 40-letniego okresu eksploatacji

Reaktory działające lub w budowie na dzień 1 lipca 2019 roku, GWe i liczba jednostek



Źródło: różne źródła, opracowane przez autorów Raportu WNISR, 2019.

Uwaga: Liczba reaktorów uruchomionych w 2019 roku obejmuje dwa reaktory o statusie LTO, które zostały ponownie włączone w pierwszej połowie 2019 roku. Ponowne włączenie i zamknięcie 28 reaktorów LTO na dzień 1 lipca 2019 roku nie zostało tu uwzględnione.

Prognozy okresu eksploatacji reaktorów pozwalają ocenić liczbę elektrowni oraz odpowiednio moc wytwórczą, która będzie musiała zostać podłączona do systemu energetycznego w następnych dekadach, aby zrównoważyć wyłączenia reaktorów i utrzymać tę samą liczbę podłączonych instalacji oraz ich moc. Nawet jeśli wszystkie jednostki w budowie zostałyby przyłączone zgodnie z planem, moc zainstalowana jednostek jądrowych i tak spadłaby o 9,5 GW do 2020 roku. Łącznie, przed końcem 2020 roku konieczne byłoby uruchomienie lub wznowienie pracy 14 dodatkowych reaktorów (w porównaniu ze stanem na koniec 2018 roku), aby utrzymać status quo działających bloków. W porównaniu do 2014 roku, liczba dodatkowych bloków, konieczna do zrównoważenia sytuacji do 2020 roku, zmniejszyła się o 16. Między 2014 a 2019 rokiem rozpoczęto budowę 25 jednostek, zaś Japonia ponownie uruchomiła dziewięć reaktorów (żaden z nich nie pracował w 2014 roku). Dodatkowa moc potrzebna do utrzymania status quo do 2020 roku wzrosła jednak o 2 GW.

W kolejnej dekadzie – do 2030 roku, w celu utrzymania status quo, do sieci musiałoby zostać przyłączonych 188 nowych bloków (o łącznej mocy 165,5 GW), zatem ich liczba powinna być 3,2 raza większa od liczby jednostek uruchomionych w ostatnim dziesięcioleciu (59 uruchomień w latach 2009-2018). Sytuacja jest analogiczna do tej z 2014 roku, kiedy podobne prognozy na okres 2021-2030 mówiły o potrzebie przyłączenia podobnej liczby reaktorów, chociaż o wyższej łącznej mocy 178 GW.

Potencjalne ustabilizowanie sytuacji do 2020 roku zależy od liczby japońskich reaktorów oraz innych reaktorów o statusie LTO, które zostaną ponownie przyłączone; technicznie niemożliwe jest rozpoczęcie i ukończenie budowy dodatkowej nowej instalacji w ciągu jednego roku.

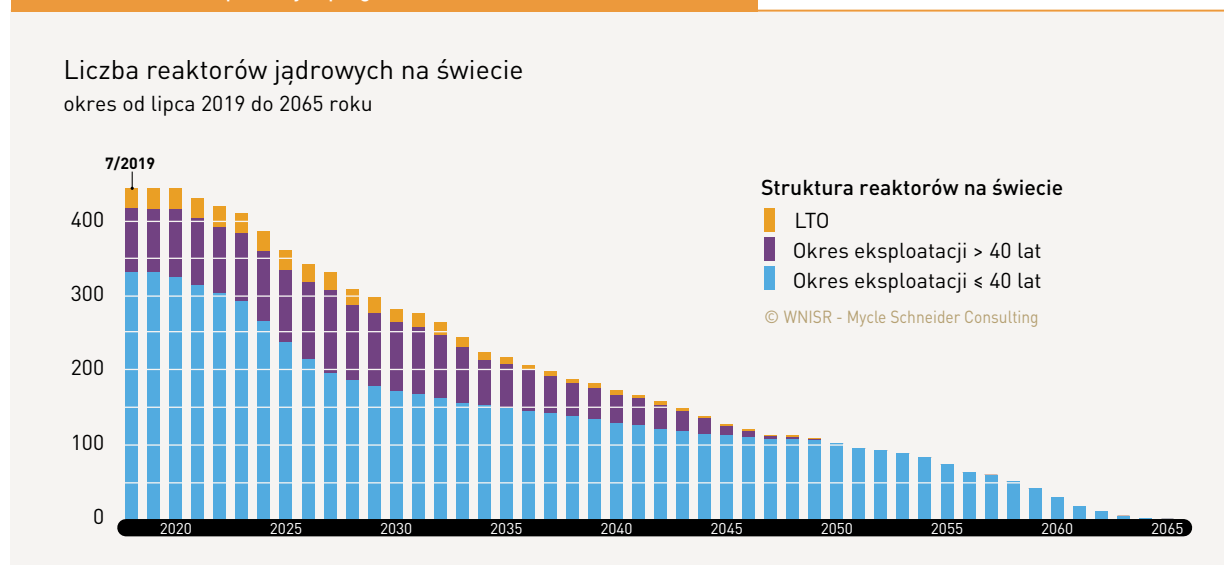
W rezultacie, liczba pracujących reaktorów prawdopodobnie, w najlepszym razie, pozostanie na mniej więcej tym samym poziomie, chyba że, oprócz ponownych uruchomień, szeroko stosowana będzie praktyka przedłużania okresu eksploatacji jednostek pracujących powyżej 40 lat. Takie powszechnie przedłużenia okresu eksploatacji są celem branży energetyki jądrowej i, szczególnie w Stanach Zjednoczonych, rośnie liczba mniej lub bardziej udanych prób pozyskania dotacji na eksploatację ekonomicznie nieopłacalnych realizacji.

To co dzieje się w Azji, a szczególnie w Chinach, zasadniczo nie zmienia globalnego obrazu światowego przemysłu jądrowego. Publikowane dane odnośnie do celów Chin na 2020 rok w zakresie zainstalowanej mocy jądrowej, wahają się od 40 GW do 120 GW. Zamrożenie na dwa lata rozpoczynania nowych budów oraz na cztery lata – wydawania decyzji lokalizacyjnych, mocno ograniczyło ambicje tego kraju.

Każdego roku *Raport WNISR* proponuje model scenariusza, według którego wszystkie obiekty jądrowe, które uzyskały przedłużenie okresu eksploatacji lub odnowienie pozwolenia (głównie w Stanach Zjednoczonych), są utrzymywane, a wszystkie budowy – zostają ukończone. Dla wszystkich innych jednostek *Raport* zakłada 40-letnią prognozę okresu eksploatacji, chyba, że ogłoszono ostateczną, wcześniejszą lub późniejszą datę zamknięcia takiej jednostki. Do 2020 roku, liczba pracujących reaktorów zwiększyłaby się o pięć netto, a moc zainstalowana wzrosłaby o 7 GW.

W kolejnej dekadzie, do 2030 roku, aby zastąpić zamykane jednostki, musiałoby ruszyć 153 nowe reaktory (o łącznej mocy 125 GW). Prognoza PLEX nadal oznaczałaby w nadchodzącej dekadzie konieczność 2,6-krotnego zwiększenia liczby budowanych reaktorów – w porównaniu z poprzednią dekadą (zob. rys. 17 i 18, oraz efekt skumulowany – rys. 19). Tymczasem od dziesięciu lat liczba rozpoczynanych budów jednostek jądrowych wykazuje tendencję spadkową.

Rys. 19 | Liczba reaktorów jądrowych na świecie – prognoza 40-letniego okresu eksploatacji a prognoza PLEX na lata 2019-2065



Źródło: WNISR, z MAEA-PRIS, 2019.

Uwaga: Wszystkie reaktory o statusie LTO są uwzględniane do osiągnięcia wieku 40 lat, chyba, że uzyskały pozwolenie na eksploatację do 60 lat.

ENERGIA JĄDROWA A ODNAWIALNE ŹRÓDŁA ENERGII

WPROWADZENIE

Najbliższe 18 miesięcy będzie miało kluczowe znaczenie dla opracowania bardziej ambitnego międzynarodowego systemu rozwiązań dotyczących zmiany klimatu. We wrześniu 2019 roku Organizacja Narodów Zjednoczonych była gospodarzem Szczytu Działań na rzecz Klimatu (*Climate Action Summit*), mającego przyczynić się do podjęcia bardziej zdecydowanych działań, w tym zrewidowania krajowych planów redukcji emisji dwutlenku węgla (NDC – *Nationally Determined Contributions*) wynikających z Porozumienia Paryskiego. Zgodnie z analizą przeprowadzoną na potrzeby edycji *Raportu WNISR* z 2016 roku, w zamierzonych planach krajowych redukcji emisji – INDC, w tamtym czasie deklaracje miały charakter intencyjny (*Indicative Nationally Determined Contributions*): tylko jedenaście krajów wspomniało o tym, że wykorzystują lub zamierza wykorzystywać energię jądrową w swojej strategii ochrony klimatu, a jeszcze mniej – tylko pięć państw stwierdziło, że zamierzają rozszerzyć korzystanie z niej (Białoruś, Indie, Japonia, Turcja i Zjednoczone Emiraty Arabskie). Można to zestawzić ze 144 krajami, które wspominają o wykorzystaniu energetyki odnawialnej oraz 111, które mówią wyraźnie o zakładanych celach i planach jej wykorzystania. Dlatego też jest raczej mało prawdopodobne, że rewizja planów redukcji emisji przyniesie wyraźniejsze deklaracje wsparcia energetyki jądrowej gdyż to technologie odnawialne stanowią w tej chwili preferowaną alternatywę dla paliw kopalnych.

Międzypaństwowy Panel ds. Zmiany Klimatu (*Intergovernmental Panel on Climate Change* – IPCC) to ciało działające w ramach ONZ, utworzone w celu naukowej oceny wiedzy na temat zmiany klimatu. Co jakiś czas IPCC publikuje raporty (*Assessment Reports*), w których dokonuje przeglądu nowych wydarzeń i zmieniającego się postrzegania zarówno kwestii adaptacji do zmian klimatu, jak i łagodzenia skutków tego procesu. Najnowszy Piąty Raport (AR5) został opublikowany w 2015 roku; następny pojawi się w roku 2022. Ponadto, IPCC przygotowuje raporty specjalne, jak np. *Raport o odnawialnych źródłach energii* z 2011 roku. Porozumienie Paryskie z 2015 roku stwierdza, że „dąży przede wszystkim do intensyfikacji globalnej odpowiedzi na zagrożenie związane ze zmianami klimatu poprzez ograniczenie wzrostu średniej temperatury globalnej do poziomu znacznie poniżej 2°C względem poziomu przedprzemysłowego, oraz kontynuowanie wysiłków na rzecz ograniczenia wzrostu temperatury do 1,5°C powyżej poziomu przedprzemysłowego, uznając, że znacząco zmniejszy to ryzyka związane ze zmianami klimatu i ich skutki”; w związku z tym IPCC w 2018 roku przygotował specjalny raport na temat skutków globalnego wzrostu temperatury o 1,5°C.

W rozdziale na temat łagodzenia skutków zmiany klimatu IPCC dokonuje oceny roli różnych technologii pozyskiwania energii i jasno stwierdza, że aby zwiększyć prawdopodobieństwo utrzymania wzrostu na poziomie nie wyższym niż 1,5°C, udział energii pierwotnej ze źródeł odnawialnych (w tym bioenergii, energetyki wodnej, wiatrowej i słonecznej) musi wzrosnąć do roku 2050, tak, aby źródła te dostarczały 52–67% energii pierwotnej. Energetyka słoneczna i wiatrowa mają łącznie dostarczać 28–343 EJ³¹ (przy medianie 121 EJ) do 2050 roku, natomiast rola energii jądrowej jest dużo mniej pewna, przy założeniu, że do roku 2050 energia pierwotna

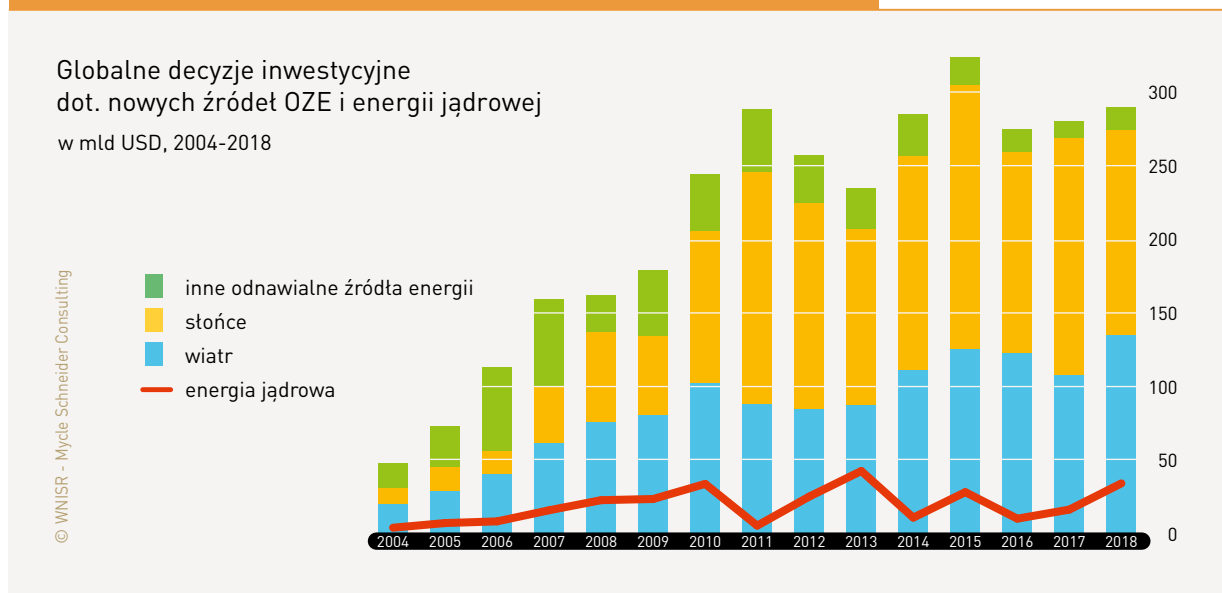
31 – EJ = eksadżul = 10¹⁸ dżuli = 23,884 mtoe = 277,8 TWh.

dostarczona przez energetykę jądrową sięgać będzie od 3 do 66 EJ/rok (mediana 24 EJ)³². Ponadto, IPCC stwierdza, że „niektóre ze ścieżek dojścia do 1,5°C bez przekroczenia tej granicy lub tylko z niewielkim przekroczeniem, nie przewidują już do końca wieku żadnej roli dla atomu”³³. Choć nie ma zgody odnośnie do tego czy i jaką rolę może w przyszłości odgrywać energia jądrowa, nawet w świecie szybko rezygnującym z węgla, jasne jest, że energia odnawialna zdominuje przyszły system energetyczny, a wraz z przyspieszeniem tempa jej stosowania, jej przewagi nad energią jądrową staną się bardziej oczywiste. Ponadto wszystko wskazuje na to, że energia jądrowa w najlepszym razie będzie marginalnie przyczyniać się do rozwoju wybranej grupy krajów i rynków, i najprawdopodobniej będzie nadal zanikać, czego jednym z podstawowych powodów będą czynniki ekonomiczne.

INWESTYCJE

Decyzje inwestycyjne w obszarze OZE oraz realizacji projektów jądrowych są nie tylko ważnym wskaźnikiem pokazującym, jak będzie w przyszłości wyglądać koszyk energetyczny, ale obrazują też poziom zaufania, jakim technologicznie neutralny sektor finansowy darzy różne opcje wytwarzania energii elektrycznej. Dlatego też decyzje inwestycyjne można traktować jako barometr obecnego poziomu pewności względem prowadzonej polityki i kosztów technologii, zarówno w ujęciu globalnym, jak i regionalnym.

Rys. 20 | Globalne decyzje inwestycyjne dot. OZE i energii jądrowej w latach 2004-2018



Źródło: FS-UNEP/BNEF, 2018 oraz REN21, 2019 i badania na potrzeby raportu WNISR.

Rysunek 20 porównuje decyzje inwestycyjne dotyczące budowy nowych elektrowni jądrowych z tymi, które dotyczą odnawialnych źródeł energii od roku 2004 roku. W 2018 roku rozpoczęto budowę pięciu reaktorów: w Bangladeszu, Korei Południowej, Rosji, Turcji i Wielkiej Brytanii;

32 – IPCC et al., “Global Warming of 1.5°C – Chapter 2: Mitigation Pathways Compatible with 1.5°C in the Context of Sustainable Development”, Special Report, 2018, <https://www.ipcc.ch/sr15> [dostęp: 23.06.2019].

33 – Jeff McMahon, “New Solar + Battery Price Crushes Fossil Fuels, Buries Nuclear”, Forbes, <https://www.forbes.com/sites/jeffmcmahon/2019/07/01/new-solar-battery-price-crushes-fossil-fuels-buries-nuclear/> [dostęp: 02.07.2019].

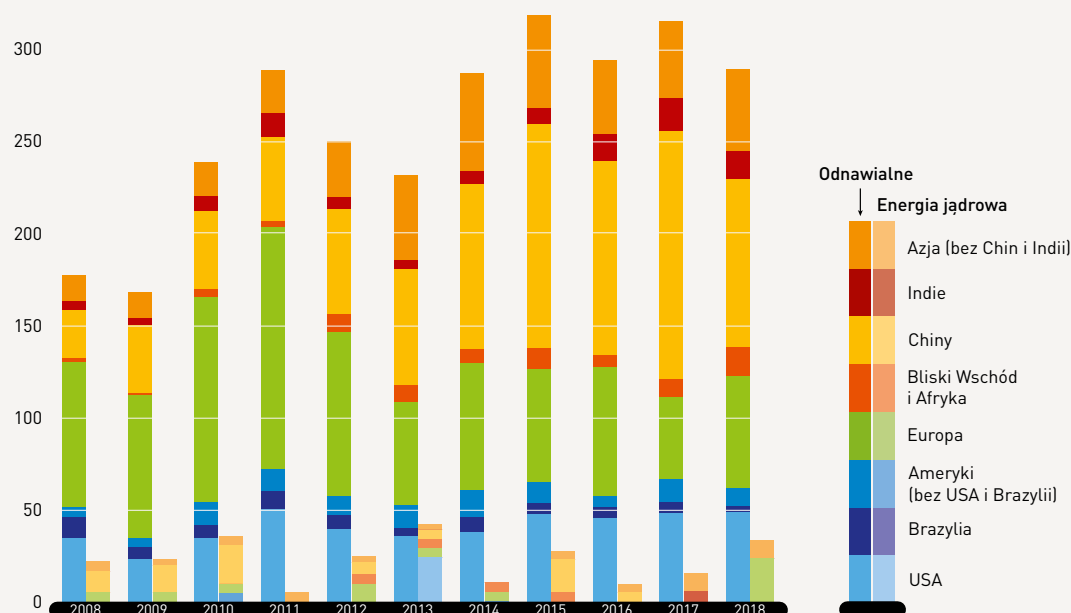
dla porównania: cztery realizowane są od 2017 roku, trzy od 2016 roku i osiem od 2015 roku. Ogłoszony łączny światowy poziom inwestycji w realizację projektów jądrowych z 2018 roku wynosi ok. 33 mld USD za 6,2 GW mocy [5,3 mln USD/MW]; jest to znacząco wyższa cena za 1 MW niż 16 mld USD za 4,25 GW mocy [3,8 mln USD/MW] w 2017 roku, ze względu na zadeklarowane rozpoczęcie budowy Bloku 1 elektrowni Hinkley Point C w Wielkiej Brytanii. Jednak ciągle jest to mniej niż jedna czwarta poziomu inwestycji w energetykę wiatrową czy słoneczną, wynoszących odpowiednio: 134 mld USD i 139 mld USD.

Wobec braku całościowych, publicznie dostępnych danych szacunkowych dotyczących światowych inwestycji w energię jądrową w poszczególnych latach, oraz w celu uproszczenia podejścia, *Raport* uwzględnia przewidywane całkowite koszty inwestycji w roku rozpoczęcia budowy, zamiast rozkładać je na cały okres budowy. Ponadto dane dotyczące inwestycji jądrowych nie obejmują skorygowanych budżetów w przypadku przekroczenia kosztów planowanej inwestycji. Szacunki dotyczące inwestycji jądrowych w *Raporcie WNISR* z 2018 roku są podobne do tych zaproponowanych przez *Renewable Energy Policy Network for the 21st Century* (REN21)³⁴, sugerujących, że nowe inwestycje wyniosą 33 mld USD (choć zastosowana metodologia jest niejasna). REN21 stwierdza, że nowe inwestycje w energię odnawialną w 2018 roku, z wyłączeniem dużych elektrowni wodnych, stanowiły 65% wszystkich nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej i wyniosły ogółem 273 mld USD³⁵.

Rys. 21 | Podział decyzji inwestycyjnych dotyczących energii jądrowej i OZE w latach 2008-2018, w regionach

Podział wg regionów inwestycji w energię jądrową i OZE

w mld USD, 2004-2018



Źródła: REN21, 2019, analizy własne WNISR.

34 – Organizacja międzynarodowa działająca na rzecz rozwijania energetyki odnawialnej, która publikuje coroczny raport *Global Status Report* – raport o sytuacji na świecie w dziedzinie energii odnawialnej.

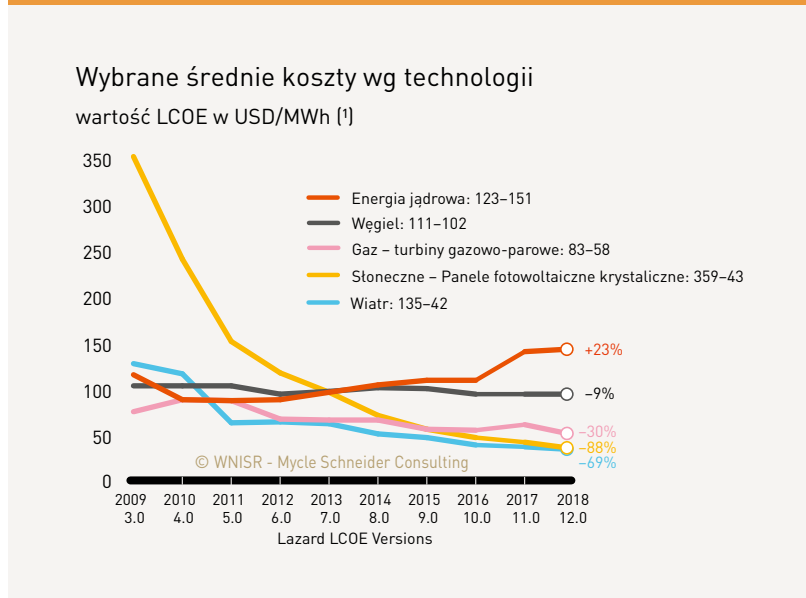
35 – REN21, “Renewables 2019 – Global Status Report”, czerwiec 2019 roku, https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2019_full_report_en.pdf [dostęp: 30.08.2019].

W skali globalnej, relatywne znaczenie Europy i Ameryki Północnej dla inwestycji w energię odnawialną maleje, wraz ze wzrostem znaczenia Azji, zwłaszcza Chin, Indii i Japonii (rys. 21). Wartość nominalna chińskich inwestycji w odnawialne źródła energii wzrosła z 26 mld USD w 2008 roku do 146 mld USD w 2017 roku, po czym nastąpił gwałtowny spadek do 91 mld USD w 2018 roku. Łączna wartość inwestycji w sektorze jądrowym w Chinach w tym samym okresie wyniosła około 82 mld USD.

KOSZTY TECHNOLOGII

Analiza uśrednionych kosztów produkcji energii (*Levelized Cost of Energy* – LCOE) dla Stanów Zjednoczonych, przygotowana przez firmę Lazard pod koniec 2018 roku (rys. 22) pokazuje, że koszt paneli fotowoltaicznych (PV, cienkowarstwowe) waha się od 36 do 44 USD/MWh, w porównaniu do 43-48 USD/MWh w 2017 roku; w przypadku energii wytwarzanej przez instalacje wiatrowe na lądzie jest to 29-56 USD/MWh (30-60 USD/MWh w 2017 roku); dla energii jądrowej wartości te wynoszą 112-189 USD (112-143 USD/MWh w 2017 roku). Jest to kontynuacja trendu gwałtownego spadku kosztów źródeł odnawialnych i wyrównanego poziomu lub wręcz wzrostu kosztów energii jądrowej. Koszty wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych są obecnie niższe niż koszty wytwarzania jej z węgla (60-143 USD/MWh) oraz w zasilanych gazem turbinach gazowo-parowych (41-74 USD/MWh). Według firmy Lazard, w latach 2009-2018, koszty instalacji słonecznych o skali przemysłowej spadły o 88%, a wiatrowych o 69%, natomiast koszty instalacji jądrowych wzrosły o 23%³⁶; inne miarodajne analizy rynkowe, zwłaszcza subskrypcyjna baza danych *Bloomberg New Energy Finance*, podają podobne wyniki.

Rys. 22 | Spadające koszty OZE w porównaniu z tradycyjnymi źródłami energii



Źródło: Lazard, "Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis – Version 12.0", listopad 2018.

Uwagi: (1) Odzwierciedla średnią wysokiego i niskiego LCOE dla każdej odpowiedniej technologii w każdym roku. Wartości procentowe reprezentują całkowity spadek średniego LCOE od czasu LCOE Lazarda – wersja 3.0.

LCOE = Uśredniony koszt energii elektrycznej odzwierciedla średnią niesubsydiowanego górnego i dolnego zakresu LCOE dla danej wersji badania LCOE. Dotyczy przede wszystkim północnoamerykańskiego rynku alternatywnych źródeł energii, ale odzwierciedla szerszy / globalny spadek kosztów.

Według Międzynarodowej Agencji Energii Odnawialnej (*International Renewable Energy Agency* – IRENA), zarówno koszty instalacji, jak i produkcji energii ze źródeł słonecznych i wiatrowych znacznie spadły w ciągu ostatniej dekady. Koszty budowy elektrowni fotowoltaicznych na skalę przemysłową w latach 2010-2018 spadły o 74% – z poziomu 3300-7900 USD/kW w 2010 roku – do 800-2700 USD/kW w 2018 roku, podczas gdy elektrownie oddane do użytku w 2018 roku miały globalny średni ważony koszt energii LCOE w wysokości 0,085 USD/kWh, czyli o około 13% niższy niż w 2017 roku. W przypadku lądowych elektrowni wiatrowych, światowa średnia ważona kosztów instalacji w latach 2010-2018 spadła z 1,913 USD/kW do 1,497 USD/kW, podczas gdy nowe moce zostały oddane do użytku przy średniej ważonej LCOE, wynoszącej 0,056 USD/kWh, czyli również o 13% niższej niż wartość w 2017 roku³⁷.

W rezultacie, energia pochodząca z instalacji wiatrowych, realizowanych na lądzie oraz z paneli fotowoltaicznych, jest w tej chwili mniej kosztowna niż jakakolwiek opcja oparta na paliwach kopalnych, nawet bez dotacji czy innego wsparcia finansowego.

Ponadto koszty nowych instalacji słonecznych i wiatrowych coraz częściej są niższe nawet od kosztów samej eksploatacji istniejących elektrowni węglowych. „Forbes”, w artykule pod tytułem „New Solar + Battery Price Crushes Fossil Fuels, Buries Nuclear” (*Nowe instalacje słoneczne + akumulatory miażdżą paliwa kopalne, gwoździ do trumny elektrowni jądrowych*) doniósł ostatnio, że w najbliższych tygodniach kierownictwo Urzędu ds. Energii i Gospodarki Wodnej w Los Angeles (*LA Water and Power Commission*) ma zatwierdzić „25-letni kontrakt, który zaspokoi 7 procent zapotrzebowania miasta na energię elektryczną przy cenie 1,997¢/kWh za energię słoneczną i 1,3¢ za energię z baterii”. Oznacza to gwarancję ceny poniżej 20 USD/MWh za energię słoneczną i 13 USD za energię magazynowaną, co odpowiada średnim kosztom eksploatacji i utrzymania (O&M) działających elektrowni jądrowych w USA, czyli cenę, która jest niższa niż koszty eksploatacji i utrzymania niejednej działającej elektrowni. Jak komentuje „Forbes”, ceny te „zostawiają paliwa kopalne daleko w tyle, a energię jądrową mogą wręcz odesłać na śmietnik”³⁸.

Spadające koszty energii odnawialnej na świecie kontrastują z kosztami energii jądrowej, które w najlepszym przypadku są stałe, a często, gdy dostępne są dane liczbowe, okazuje się, że rosną, i to w sposób znaczący. W związku z tym, powszechnie uznaje się, że koszty energii odnawialnej są obecnie znacznie niższe niż koszty energii jądrowej lub gazu. Międzynarodowa Agencja ds. Energii (*International Energy Agency* – IEA) stwierdziła w swojej niedawnej ocenie energii jądrowej, że:

Obecne wysokie koszty kapitałowe energii jądrowej sprawiają, że jest ona znacznie bardziej kosztowna, jeśli porównamy koszty uśrednione, niż energia wiatrowa lub wytwarzana z wykorzystaniem gazu, zarówno w Unii Europejskiej, jak i w Stanach Zjednoczonych. Przewiduje się, że do 2040 roku w Stanach Zjednoczonych LCOE dla energii jądrowej wyniesie około 100 USD za MWh, czyli dwukrotnie więcej niż w przypadku fotowoltaiki i energii wiatrowej. W Unii Europejskiej różnica jest mniejsza, ponieważ średnia wartość wskaźnika LCOE dla energii jądrowej wynosi około 110 USD za MWh, w porównaniu z energią wiatrową i słoneczną dla których wartość ta mieści się w przedziale 85-90 USD za MWh³⁹.

37 – IRENA, “Renewable Power Generation Costs in 2018”, Międzynarodowa Agencja Energii Odnawialnej, maj 2019 roku, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/May/IRENA_2018_Power_Costs_2019.pdf?la=en&hash=1C7553C3BFD997DEA36D07149D60005258C9C8A8 [dostęp: 29.05.2019].

38 – Jeff McMahon, “New Solar + Battery Price Crushes Fossil Fuels, Buries Nuclear”, Forbes, <https://www.forbes.com/sites/jeffmcMahon/2019/07/01/new-solar-battery-price-crushes-fossil-fuels-buries-nuclear> [dostęp: 02.07.2019].

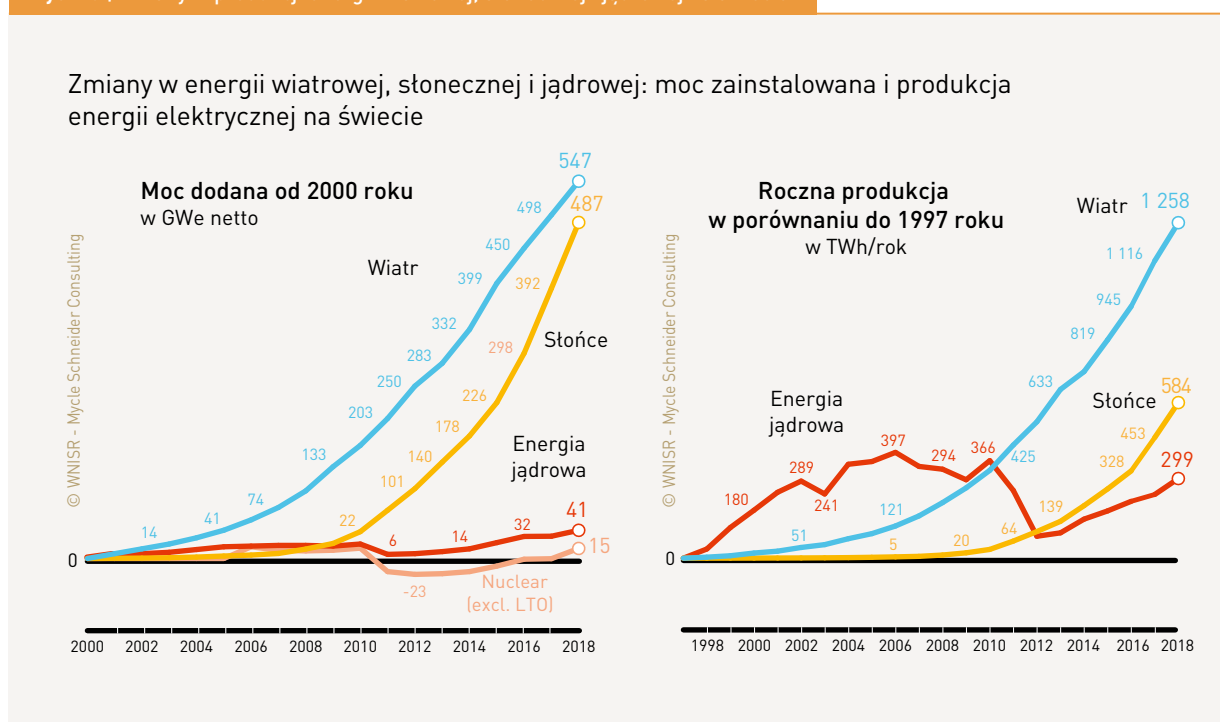
39 – IEA, “Nuclear Power in a Clean Energy System”, Międzynarodowa Agencja Energii, maj 2019 roku, https://webstore.iea.org/download/direct/2779?fileName=Nuclear_Power_in_a_Clean_Energy_System.pdf [dostęp: 23.06.2019].

Biorąc pod uwagę przewidywany okres eksploatacji nowoczesnych reaktorów jądrowych, ich względna wydajność ekonomiczna, w porównaniu z kolejnymi generacjami odnawialnych źródeł energii, będzie się tylko pogarszać, zostawiając zakłady energetyczne na długi czas z nieekonomicznymi aktywami.

MOC ZAINSTALOWANA I WYTWARZANIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Co prawda nastąpiło spowolnienie tempa wzrostu inwestycji w odnawialne źródła energii, co odzwierciedla zmiany w polityce w niektórych krajach i regionach oraz, co ważne, szybkie obniżanie się kosztów inwestycji w przeliczeniu na MW, w związku z czym moc zainstalowana netto odnawialnych źródeł energii wzrasta (i często przyspiesza), pomimo niższej całkowitej wartości inwestycji. Łącznie w 2018 roku według REN21 zainstalowano 165 GW nowych mocy wytwórczych energii odnawialnej (z wyłączeniem dużych energii wodnych)⁴⁰, w porównaniu ze 157 GW w 2017 roku.

Rys. 23 | Zmiany w produkcji energii wiatrowej, słonecznej i jądrowej na świecie



Przyrost mocy netto w energetyce wiatrowej wyhamował już trzeci rok z rzędu, osiągając 49,2 GW nowej mocy – w porównaniu z 52 GW w 2017 roku, 55 GW – w 2016 roku i 64 GW – w 2015 roku. Wzrost mocy zainstalowanej w elektrowniach fotowoltaicznych pozostał na stabilnym poziomie – 96 GW mocy dodanej, w porównaniu z 97 GW zainstalowanymi w 2017 roku, 75 GW w 2016 roku i 51 GW w 2015 roku. Ponieważ Chiny były głównym motorem zwiększonego wdrażania energii słonecznej, spadek instalowanej mocy w Chinach (o około 10 GW), spowodowany głównie zmianami polityki w 2018 roku, odbił się w skali globalnej.

40 – REN21, “Renewable 2019 – Global Status Report”, June 2019.

Rysunek 23 ilustruje tempo, w jakim od początku nowego tysiąclecia wdrażane są duże projekty wykorzystujące odnawialne źródła energii, przy przyroście mocy o 547 GW w przypadku energii wiatrowej i 487 GW – dla energii słonecznej, w porównaniu ze względną stagnacją mocy elektrowni jądrowych, która w tym samym czasie wzrosła o około 41 GW, uwzględniając wszystkie reaktory znajdujące się obecnie w stanie długoterminowego odłączenia (LTO). Biorąc pod uwagę fakt, że pod koniec 2018 roku w statusie LTO (czyli nie pracowało) znajdowało się prawie 26 GW energii jądrowej, bilans dla energii jądrowej to przyrost o 15 GW od 2000 roku, czyli mniej niż 1/40 przyrostu mocy elektrowni wiatrowych i słonecznych.

Oczywiście, charakterystyka technologii wytwarzania energii elektrycznej różni się w zależności od przyjętych współczynników obciążenia. Ogólnie rzecz biorąc, w ciągu roku pracujące elektrownie jądrowe produkują więcej energii elektrycznej na MW zainstalowanej mocy niż elektrownie odnawialne. Jednak, jak widać na rysunku 23, od 1997 do 2018 roku nastąpił wzrost ilości wyprodukowanej dodatkowo energii z wiatru o 1 259 TWh rocznie, a energii słonecznej o 584 TWh, co w sumie daje sześciokrotnie więcej niż dodatkowe 299 TWh energii jądrowej. W 2018 roku roczna stopa wzrostu produkcji energii wiatrowej wyniosła w skali świata 12,6% (w porównaniu z 17,8% w 2017 roku), energii słonecznej – 28,9% (38% w 2017 roku) i 2,4% w przypadku energii jądrowej (1% w 2017 roku).

Wzrost produkcji energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych, głównie (choć nie jedynie) z energii wiatrowej i słonecznej, nie tylko prześcignął energię jądrową, ale także szybko wyprzedza paliwa kopalne i jest źródłem preferowanym przez nowe generacje. Rysunek 24 przedstawia zakres, w jakim w ciągu ostatniej dekady różne źródła pozyskiwania energii zwiększyły produkcję w zakresie energii elektrycznej. Źródłem energii, które w ciągu ostatniej dekady dostarczyło największej ilości dodatkowej energii elektrycznej, są OZE, z wyłączeniem dużych elektrowni wodnych, które wytworzyły dodatkowe 1 932 TWh energii. Drugim co do wielkości źródłem wzrostu był sektor węglowy, a następnie gazowy i hydroenergetyczny, zaś poziom produkcji netto energii jądrowej oraz z ropy naftowej był w 2018 roku niższy niż w 2008 roku.

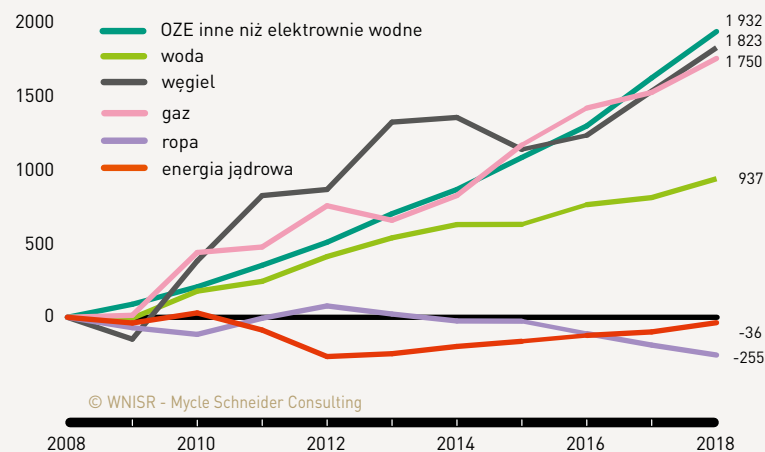
Stagnacja rozwoju energetyki jądrowej na świecie pozwoliła energetyce wiatrowej i słonecznej wyprzedzić ją pod względem całkowitej zainstalowanej mocy wytwórczej. I choć w 2018 roku energetyka jądrowa nadal wytwarzała więcej energii elektrycznej (2 563 TWh), energetyka wiatrowa (1 270 TWh) i słoneczna (585 TWh) szybko nadrabiają zaległości i razem generują energię równą niemal trzem czwartym produkcji energii jądrowej. Do 2018 roku inne źródła (z wyłączeniem dużych elektrowni wodnych), tj. instalacje zasilane biomasą, geotermalne, małe elektrownie wodne itp. sprawiły, że łączna produkcja energii z nowoczesnych źródeł odnawialnych przekroczyła poziom produkcji energii jądrowej. Ponadto dane Organizacji Współpracy Gospodarczej i Rozwoju (OECD), Międzynarodowej Agencji ds. Energii i REN21 pokazują, że nowoczesne odnawialne źródła energii cieplnej (biomasa, energia słoneczna i energia geotermalna) są obecnie na poziomie zbliżonym do światowej produkcji energii elektrycznej z wiatru i słońca⁴¹, przy czym nie ujęto ich w *BP Statistical Review* (na którym oparto rysunek 24).

41 – A.B. Lovins et al., “Recalibrating Climate Prospects,” 2019, w trakcie recenzowania w sierpniu 2019 roku.

Rys. 24 | Roczna produkcja energii elektrycznej na świecie – w latach 2008-2018

Produkcja energii elektrycznej na świecie Produkcja roczna w porównaniu do 2008 roku

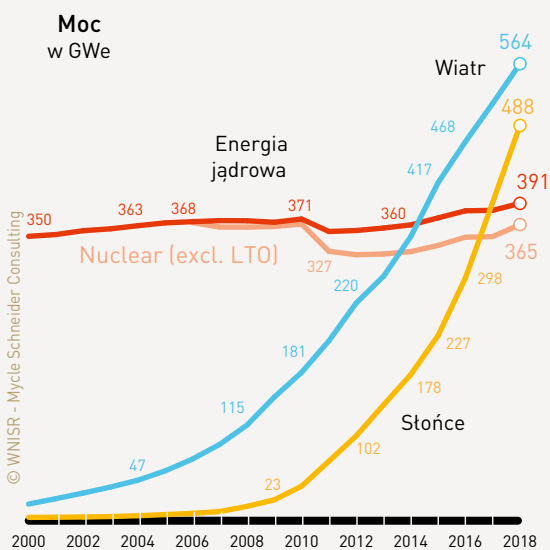
w TWh wg źródła



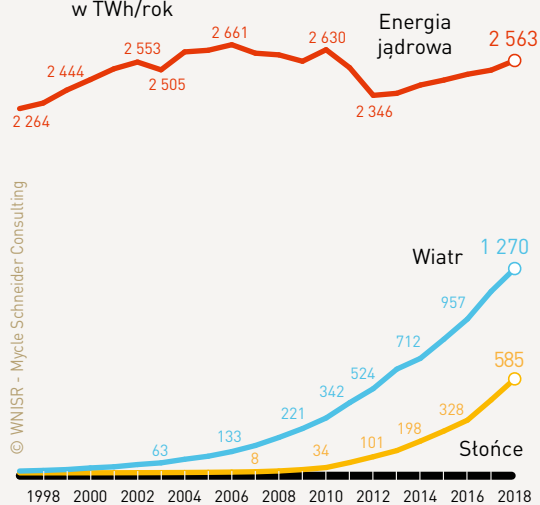
Źródło: BP Statistical Review, 2019.

Rys. 25 | Moc zainstalowana energii wiatrowej, słonecznej i jądrowej oraz produkcja energii elektrycznej na świecie

Moc zainstalowana energii wiatrowej, słonecznej i jądrowej oraz produkcja energii elektrycznej na świecie



Produkcja energii elektrycznej w TWh/rok



Źródła: WNISR, IAEA-PRIS, BP Statistical Review, 2019.

SYTUACJA OBECNA I TRENDY W CHINACH, UNII EUROPEJSKIEJ, INDIACH ORAZ STANACH ZJEDNOCZONYCH

Chiny

Chiny pozostają motorem globalnej energetyki odnawialnej i w 2018 roku po raz kolejny znalazły się na szczycie rankingu atrakcyjności inwestycyjnej krajów, według firmy Ernst & Young (*Country Attractiveness Index*) w kategorii inwestycji w odnawialne źródła energii⁴². Wzrost produkcji energii elektrycznej przyspieszył w 2018 roku – po okresie spowolnienia w ostatnich latach, chociaż nadal jest on wysoki w porównaniu ze średnią światową: w 2018 roku wzrost ten wyniósł 7,7%, czyli powyżej średniej dziesięcioletniej wynoszącej 7,2%.

Rok 2017 był rokiem rekordowym dla energetyki słonecznej w Chinach, kiedy to zainstalowano w tym kraju 53 GW mocy. Jednak zmniejszenie rządowego dofinansowania doprowadziło do spowolnienia budowy nowych instalacji – w 2018 roku oddano do użytku 44,3 GW mocy. Na koniec roku, w Chinach według BP, zainstalowana moc w energetyce słonecznej wynosiła 175 GW.

Z drugiej strony, roczna instalacja mocy wiatrowych wzrosła o 17,3% lub 23 GW, w tym: 21,2 GW w instalacjach lądowych i 1,8 GW na morzu. Moc elektrowni wiatrowych w Chinach wynosi obecnie 206 GW, według *Global Wind Energy Council*⁴³, jednak BP “Statistical Review” (źródło, na którym opierają się autorzy *Raportu WNISR*) korzystając z danych IRENA sugeruje, że łączna moc chińskich elektrowni wiatrowych wynosi 184 GW. Według Krajowej Administracji ds. Energii, do końca 2018 roku zdolności wytwórcze w zakresie produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych osiągnęły w Chinach 728 GW, co oznacza wzrost rok do roku o 12%, z czego moc zainstalowana elektrowni wodnych wyniosła 352 GW, wiatrowych – 184 GW, fotowoltaicznych – 174 GW, biomasy – 17,81 GW, przy czym wzrost rok do roku wyniósł odpowiednio: 2,5%, 12,4%, 34,0% i 20,7%. Moc źródeł odnawialnych stanowiła 38,3% wszystkich zainstalowanych mocy wytwórczych w Chinach. Dla porównania, energetyka jądrowa zwiększyła swoje moce o około 8 GW, wraz z ukończeniem budowy siedmiu reaktorów, czyli o trzy więcej niż w poprzednim roku (rys. 26). Nowe reaktory jądrowe, uruchomione w Chinach w 2018 roku, stanowią ponad trzy czwarte wszystkich przyłączy do sieci na świecie, przy czym poza Chinami przyłączono jeszcze tylko dwa reaktory – oba w Rosji.

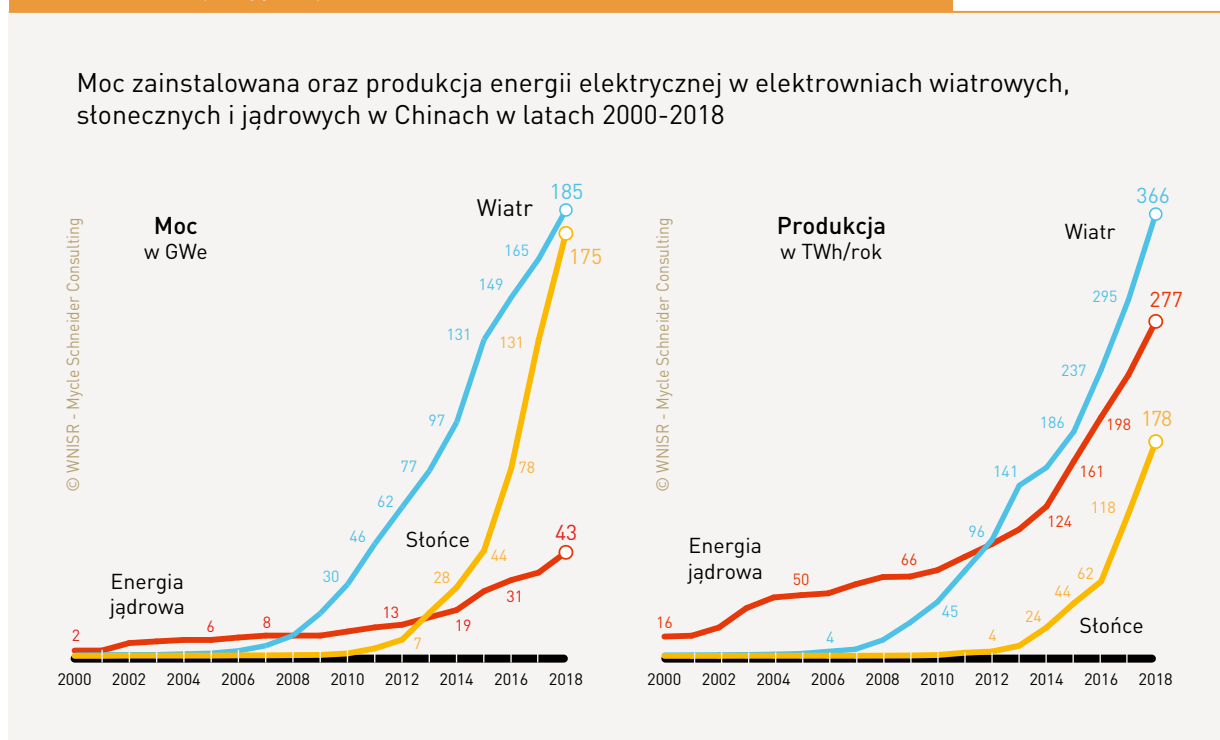
W 2018 roku produkcja energii ze źródeł odnawialnych w Chinach osiągnęła poziom 1 870 TWh, co stanowi więcej o ok. 170 TWh niż w roku 2017; energia odnawialna, w tym pochodząca z elektrowni wodnych, stanowiła 26,7% całej produkcji energii elektrycznej; elektrownie wodne dostarczyły 1 200 TWh; wiatrowe – 366 TWh; fotowoltaiczne – 177,5 TWh (wzrost rok do roku o 50%, i 21-krotny wzrost od 2013 roku); energia elektryczna z biomasy stanowiła 90,6 TWh⁴⁴. W 2018 roku Chiny wyprodukowały 277 TWh energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych (rys. 26).

42 – EY, “Renewable Energy Country Attractiveness Index – Issue 52”, 18 listopada 2018 roku, <https://www.ey.com/uk/en/industries/power---utilities/ey-renewable-energy-country-attractiveness-index> [dostęp: 14.05.2019].

43 – GWEC, “Global Wind Energy Report 2018”, kwiecień 2019 roku, <https://gwec.net/wp-content/uploads/2019/04/GWEC-Global-Wind-Report-2018.pdf> [dostęp: 23.06.2019].

44 – National Energy Administration, „Konferencja prasowa NEA: dane za rok 2018 dotyczące produkcji energii elektrycznej z instalacji odnawialnych przyłączonych do sieci”, China Energy Portal, 28 stycznia 2019 roku, <https://chinaenergyportal.org/nea-press-conference-2018-operational-statistics-of-grid-connected-renewable-power-generation/> [dostęp: 14.05.2019].

Rys. 26 | Moc zainstalowana oraz produkcja energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych, słonecznych i jądrowych w Chinach w latach 2000-2018



Duża skala produkcji oraz coraz większe doświadczenie w eksploatacji, nieustannie przyczyniają się do spadku kosztów energii ze źródeł odnawialnych. Według szwajcarskiego banku UBS, na północnym zachodzie Chin w prowincji Qinghai podłączona została do sieci farma fotowoltaiczna o mocy 500 MW, dostarczająca energię elektryczną po 0,316 yuana za kWh (4,5 USD/kWh), taniej niż wynosi benchmark dla węgla [0,325 yuana za kWh (4,6 USD/kWh)]⁴⁵. Według *Bloomberg New Energy Finance* (BNEF), koszt energii elektrycznej w hurcie dla nowych źródeł wynosi obecnie w Chinach: dla energii jądrowej – 68-81 USD/MWh, węgla – 54-74 USD/MWh, elektrowni wiatrowych na lądzie – 49-72 USD/MWh, zaś fotowoltaiki – 44-84 USD/MWh⁴⁶.

Chiny „są w tej chwili największym producentem, eksporterem i instalatorem paneli słonecznych, turbin wiatrowych, baterii i samochodów elektrycznych”; w 2016 roku posiadały „ponad 150 000 patentów w zakresie energii odnawialnej, 29% wszystkich takich patentów na świecie”. Następne miejsce w kategorii patentów zajmują Stany Zjednoczone – z nieco ponad 100 000 patentów, natomiast Japonia i UE mają mniej więcej po ok. 75 000 patentów⁴⁷.

45 – David Kirton i Caixin, “China Is Wasting Less Solar and Wind Power” [Chiny marnują mniej energii ze słońca i wiatru], Sixth Tone, 2 maja 2019 roku, <https://www.sixthtone.com/news/1003939/china-is-wasting-less-solar-and-wind-power> [dostęp: 21.06.2019].

46 – Becky Beetz, “Solar, wind cheapest source of new generation in major economies”, PV Magazine, 19 listopada 2018 roku, <https://www.pv-magazine.com/2018/11/19/solar-wind-cheapest-source-of-new-generation-in-major-economies-report/> [dostęp: 29.06.2019].

47 – Dominic Dudley, “China Is Set To Become The World’s Renewable Energy Superpower, According To New Report”, Forbes, 11 stycznia 2019 roku, <https://www.forbes.com/sites/dominicdudley/2019/01/11/china-renewable-energy-superpower/> [dostęp: 15.06.2019].

Szczególnym obszarem zainteresowania w Chinach wydaje się być technologia magazynowania energii. W czerwcu 2019 roku Bank Światowy zatwierdził pożyczkę w wysokości 300 mln USD na projekt promocji energii odnawialnej i magazynowania energii z wykorzystaniem akumulatorów, w celu zmniejszenia „ograniczeń energetyki odnawialnej” i zachęcenia do „dalszych inwestycji na rzecz zmiany chińskiego koszyka energetycznego”⁴⁸.

Innym ważnym obszarem zainteresowania jest morska energia wiatrowa. Obecnie moc zainstalowana morskich farm wiatrowych w Chinach wynosi zaledwie 4,6 GW⁴⁹. Jednakże przyćmiewa ją około 55 GW projektów morskiej energii wiatrowej, które wkrótce znajdą się w „budowie lub w przygotowaniu, mających wartość ponad 1 biliona juanów (145 mld USD)”⁵⁰. Ponieważ wszystkie te projekty są, rzecz jasna, zlokalizowane w prowincjach nadbrzeżnych we wschodnich Chinach, gdzie znajdują się wszystkie istniejące oraz obecnie planowane projekty dotyczące reaktorów jądrowych, stanowią one „zagrożenie” dla potencjalnego rozwoju energetyki jądrowej w tym kraju⁵¹.

W 13. Planie Pięcioletnim (2016-2020) – chińskim dokumentem strategicznym, zaproponowano nowe cele w zakresie efektywności energetycznej i zmniejszenia intensywności emisji CO₂ oraz odejścia od paliw kopalnych: zgodnie z planem paliwa inne niż kopalne mają zapewnić do 2020 roku 15% zużycia energii pierwotnej w Chinach, w porównaniu z 7,4% w 2005 roku⁵². Jednakże w 2016 roku zainstalowano w Chinach łącznie 34,5 GW energii fotowoltaicznej, czyli prawie dwukrotnie więcej niż prognozowane 15-20 GW rocznie, wskazane przez Krajową Administrację ds. Energii (*National Energy Administration* – NEA)⁵³. W listopadzie 2016 roku NEA ogłosiła aktualizację 13. Planu Pięcioletniego dla sektora energetycznego (2016-2020). Cel postawiony rozwojowi energetyki wiatrowej (210 GW) jest wyższy niż w poprzednim komunikacie (200 GW), natomiast cel dla energetyki słonecznej (110 GW) jest znacznie niższy niż poprzednio zakładano (do 150 GW). Biorąc pod uwagę moc instalacji na koniec 2018 roku – 184 GW energii wiatrowej i 174 GW energii słonecznej, cele te są już teraz łatwe do osiągnięcia w przypadku wiatru, zaś w przypadku energii słonecznej zostały już przekroczone. W związku z tym pojawiają się wezwania do ponownego zwiększenia celów. Liu Hanyuan – prezes Grupy TonWei – jednej z największych chińskich firm w branży energetyki słonecznej, i członek Narodowego Kongresu Ludowego, wezwał do zwiększenia celów w zakresie udziału paliw niekopalnych w koszyku energetycznym do 20% do 2020 roku, następnie 30% do 2030 roku i ponad 50% do 2050 roku⁵⁴.

W 13. Planie Pięcioletnim proponuje się także zwiększenie w Chinach mocy energetyki jądrowej łącznie do poziomu 58 GW do roku 2020. Jednak w dniu 1 lipca 2019 roku działało tylko 44,5 GW, a kolejne 8,8 GW było w budowie. Osiągnięcie tego celu będzie więc niemożliwe.

48 – Modern Diplomacy, “World Bank to Help China Develop Renewable Energy with Battery Storage”, 13 czerwca 2019 roku, <https://moderndiplomacy.eu/2019/06/13/world-bank-to-help-china-develop-renewable-energy-with-battery-storage/> [dostęp: 15.06.2019].

49 – IRENA, “Renewable Capacity Statistics 2019” ..., op. cit.

50 – C. F. Yu, “Offshore Wind Poses Threat to Nuclear”, NIW, 14 czerwca 2019 roku.

51 – Ibidem.

52 – China Dialogue, “Climate, energy and China’s 13th Five-Year Plan in graphics”, 18 marca 2017 roku, <https://www.chinadialogue.net/article/show/single/en/8734-Climate-energy-and-China-s-13th-Five-Year-Plan-%20in-graphics> [dostęp: 22.06.2017].

53 – Richard Martin, “China is on an epic solar power binge”, MIT Technology Review, 22 marca 2016 roku, <https://www.technologyreview.com/s/601093/china-is-on-an-epic-solar-power-binge/> [dostęp: 22.06.2017].

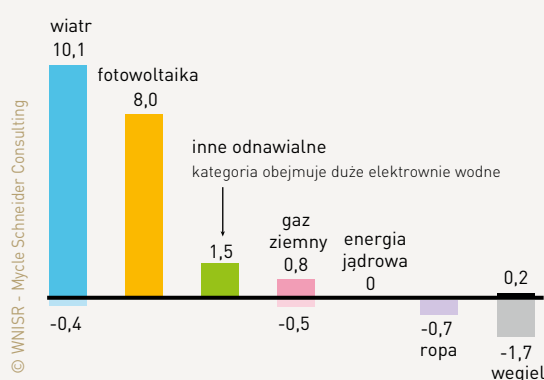
54 – China Energy Portal, “Renewable energy goals nearly achieved – NPC representative suggests higher long-term targets: 20% by 2020, 30% by 2030”, 14 marca 2019 roku, <https://chinaenergyportal.org/renewable-energy-goals-nearly-achieved-npc-representative-suggests-higher-long-term-targets-20-by-2020-30-by-2030/> [dostęp: 14.05.2019].

Unia Europejska

W Unii Europejskiej w 2018 roku odnawialne źródła energii dostarczyły praktycznie wszystkich nowych mocy wytwórczych (rys. 27), z czego 95% pochodziło z wiatru (10,1 GW lub 49%), fotowoltaiki (8,0 GW lub 39%) oraz biomasy (1,1 GW lub 5%)⁵⁵.

Rys. 27 | Uruchomienia i zamknięcia mocy wytwórczych energii elektrycznej w UE w 2018 roku

Uruchomienia i zamknięcia mocy wytwórczych energii elektrycznej w UE w 2018 roku
według źródeł energii w GWe



Źródła: WindEurope, WNISR, 2019.

W 2018 roku Europa zainwestowała 27 mld EUR (31 mld USD) w same tylko farmy wiatrowe⁵⁶. W latach 2000-2018 zmiany netto w zainstalowanych mocach wytwórczych wskazują na przesunięcie w kierunku źródeł odnawialnych i elektrowni gazowych, przy nowych mocach: 168 GW, 115 GW i 97 GW, odpowiednio dla: elektrowni wiatrowych, słonecznych i gazowych. Z drugiej strony, moc elektrowni jądrowych zmniejszyła się w tym samym okresie o 18,8 GW, elektrowni węglowych – o 42,9 GW, a elektrowni opalanych olejem opałowym – o 41,1 GW (rys. 28)⁵⁷. W 2018 roku moc elektrowni słonecznych prawie dorównała mocy elektrowni jądrowych, osiągając poziom 116 GW w porównaniu z 118 GW (rys. 29).

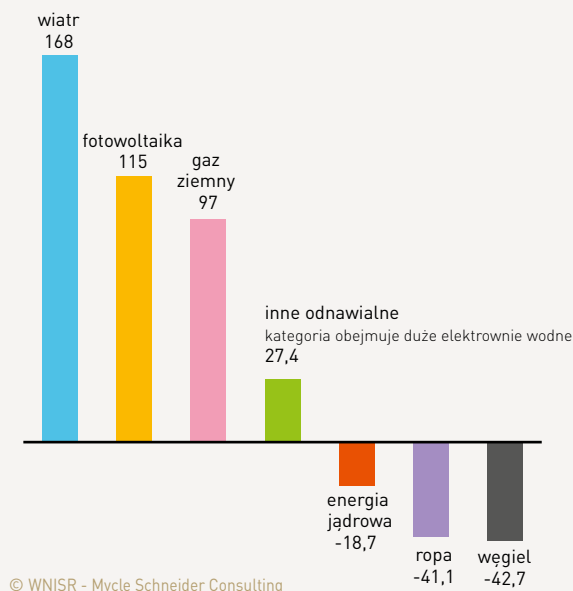
55 – WindEurope, “Wind energy in Europe in 2018”, 21 lutego 2019 roku, <https://windeurope.org/about-wind/statistics/european/wind-energy-in-europe-in-2018/> [dostęp: 14.05.2019].

56 – WindEurope, “Europe invests €27bn in new wind farms in 2018”, informacja dla prasy, 18 kwietnia 2019 roku, <https://windeurope.org/newsroom/press-releases/europe-invests-27bn-in-new-wind-farms-in-2018/> [dostęp: 25.05.2019].

57 – Ibidem.

Rys. 28 | Zmiany mocy wytwórczych energii elektrycznej w UE w latach 2000-2018

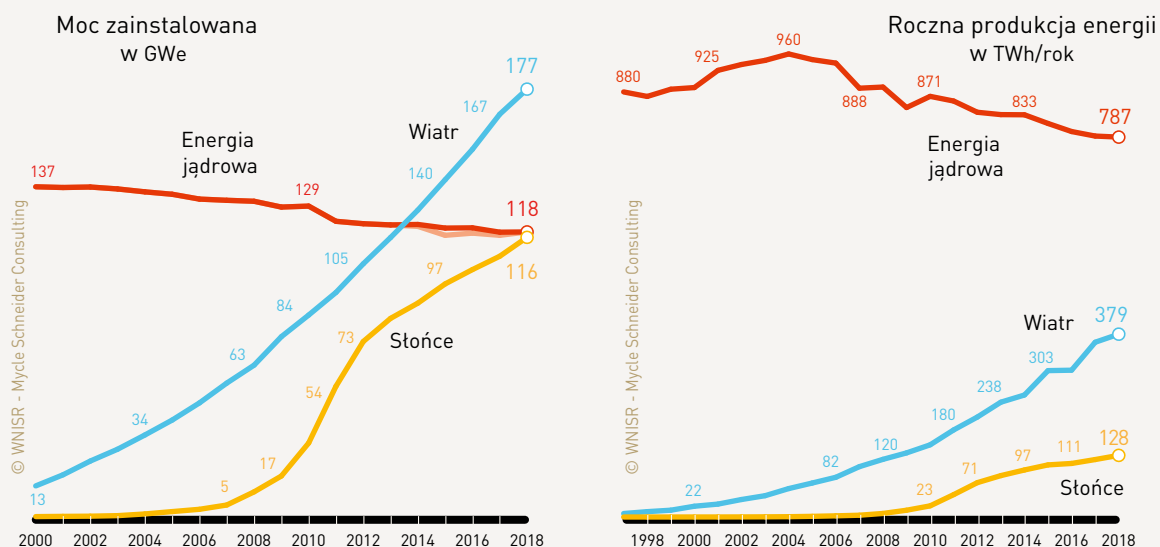
Zmiany mocy zainstalowanej w UE w latach 2000-2018
według źródeł energii w GWe



Źródła: WindEurope, WNISR, 2018-2019.

Rys. 29 | Moce wytwórcze oraz produkcja energii elektrycznej ze źródeł wiatrowych, słonecznych i jądrowych w UE [liczby bezwzględne]

Moc zainstalowana i produkcja energii elektrycznej ze źródeł wiatrowych,
słonecznych i jądrowych w UE



Źródło: WindEurope, WNISR, 2018-2019.

W 2018 roku energia odnawialna w Unii Europejskiej stanowiła 32,3% produkcji energii elektrycznej (wiatr – 11,8%⁵⁸, fotowoltaika – 3,9%, biomasa – 6,1% oraz elektrownie wodne – 10,6%)⁵⁹. Dane dotyczące udziału energii jądrowej w 2018 roku nie są dostępne z tych samych źródeł, ale BP wskazuje, że udział atomu w produkcji energii elektrycznej brutto w UE wynosił 25%⁶⁰.

Produkcja energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych po raz pierwszy przekroczyła w UE 1000 TWh (1051 TWh) w porównaniu z 679 TWh w 2010 roku. Inne ważne wydarzenia w zakresie wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych w Europie w 2018 roku to m.in:

- od 2000 roku w energetyce wiatrowej przybyło 164 GW, w słonecznej – 116 GW, podczas gdy moc energetyki jądrowej zmniejszyła się o 19 GW. Od czasu podpisania protokołu z Kioto w 1997 roku, produkcja energii wiatrowej i słonecznej wzrastała rocznie o odpowiednio: 372 TWh i 128 TWh, podczas gdy energetyka jądrowa wytworzyła o 94 TWh mniej energii niż dwie dekady wcześniej (rys. 30);
- w 2018 roku energetyka wiatrowa dostarczała 11,6% energii elektrycznej w UE, na czele z Danią – z wyjątkowym wynikiem 41%, Portugalią i Irlandią – na poziomie 28%, Niemcami – 21%, Hiszpanią i Wielką Brytanią – 19% (wzrost z 13,5% w porównaniu z 2017 rokiem)⁶¹. Produkcja energii wiatrowej wzrosła o 6,0% w porównaniu z ogólnym wzrostem zużycia energii o 0,2%. Natomiast produkcja prądu z energii słonecznej wzrosła o 7,0% (8 TWh)⁶²;
- w 2018 roku energia słoneczna dostarczała około 4% energii elektrycznej w UE, ale z dużymi wahaniami. We Włoszech i w Niemczech energia słoneczna dostarczała 8% lub więcej, a w Grecji 7%⁶³;
- w Niemczech w 2018 roku, odnawialne źródła energii zapewniły prawie 40% krajowego zużycia energii elektrycznej, co stanowi wzrost z 38% w 2017 roku; w tym 20% pochodziło z wiatru, 8,4% – z energii słonecznej i 8,2% – z biomasy. Energia jądrowa dostarczyła 13,2%. Wiatr odniósł największą moc zainstalowaną – 53 GW na lądzie i 6,4 GW na morzu, zaś moc zainstalowana energii słonecznej osiągnęła poziom 46 GW⁶⁴.

Przewiduje się, że wzrost produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych będzie się utrzymywał powyżej obecnych celów na rok 2020, ponieważ w ramach przygotowań do spotkania ONZ w sprawie klimatu w Paryżu w grudniu 2015 roku, UE początkowo uzgodniła wiążący cel w wysokości co najmniej 27% udziału energii ze źródeł odnawialnych w koszyku energii pierwotnej do 2030 roku, co szacunkowo odpowiada 40-50% prądu pochodzącego ze źródeł odnawialnych. Jednak w czerwcu 2018 roku uzgodniono, że należy potraktować ten cel bardziej aspiracyjnie, wyznaczając nowy w postaci 32% udziału energii ze źródeł odnawialnych w energii pierwotnej do 2030 roku, z możliwością dalszego jego zwiększenia do 2023 roku⁶⁵. Do 2050

58 – Dane te różnią się nieco od tych podawanych przez *Wind Europe*, cytowanych powyżej.

59 – Dave Jones, Alice Sakhel, et al., “The European Power Sector in 2018 – Up-to-date analysis on the electricity transition”, Agora Energiewende, Sandbag, styczeń 2019 roku, <https://sandbag.org.uk/project/power-2018/> [dostęp: 14.05.2019].

60 – BP, “Statistical Review of World Energy–Workbook” ..., op. cit.

61 – WindEurope, “Wind Energy in Europe in 2018”..., op. cit.

62 – Dave Jones, Alice Sakhel, et al., “The European Power Sector in 2018 – Up-to-Date Analysis on the Electricity Transition”, styczeń 2019 roku.

63 – Ibidem.

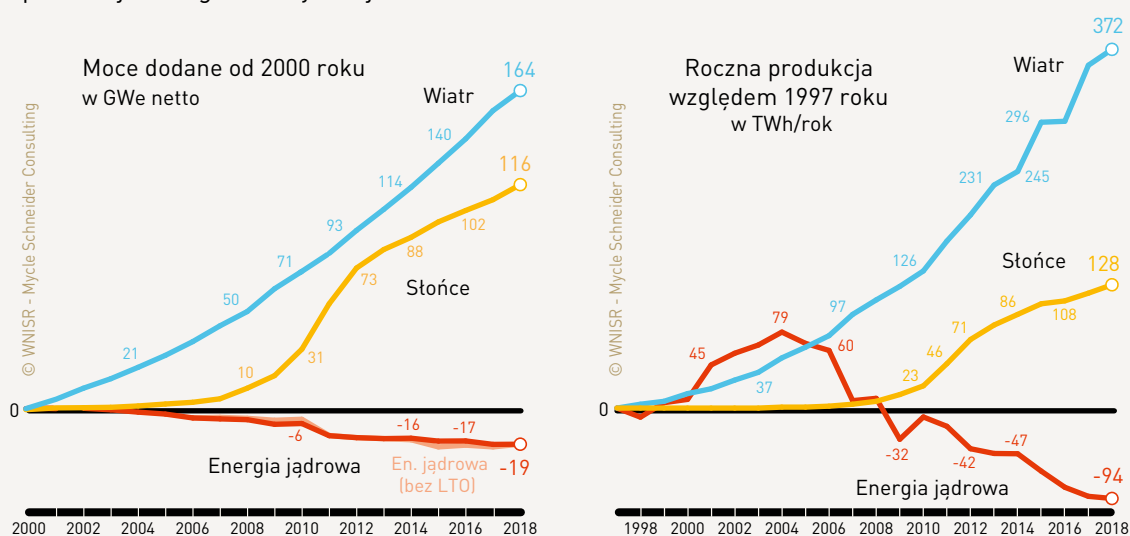
64 – Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, “Energy Charts – Electricity Generation”, https://www.energy-charts.de/energy_pie.htm?year=2018 [dostęp: 14.05.2019].

65 – Komisja Europejska, “Europa na czele globalnej transformacji ku czystej energii: Komisja wita z zadowoleniem ambitne porozumienie na temat dalszego rozwoju energetyki odnawialnej w Europie”, 14 czerwca 2018 roku, http://europa.eu/rapid/press-release_STATEMENT-18-4155_en.htm [dostęp: 18.06.2018].

roku UE dąży do stworzenia całkowicie niskoemisyjnego systemu elektroenergetycznego. Będzie to wymagało przyspieszenia obecnego tempa wdrażania energetyki odnawialnej. Nie istnieje ogólnounijny cel w zakresie rozwoju energetyki jądrowej, a udział energii jądrowej, zmniejsza się od dziesięcioleci.

Rys. 30 | Rozwój źródeł wiatrowych, słonecznych i jądrowych: moc zainstalowana i produkcja energii elektrycznej w UE

Rozwój źródeł wiatrowych, słonecznych i jądrowych: moc zainstalowana i produkcja energii elektrycznej w UE



Źródło: BP, IAEA-PRIS, WNISR 2019.

Indie

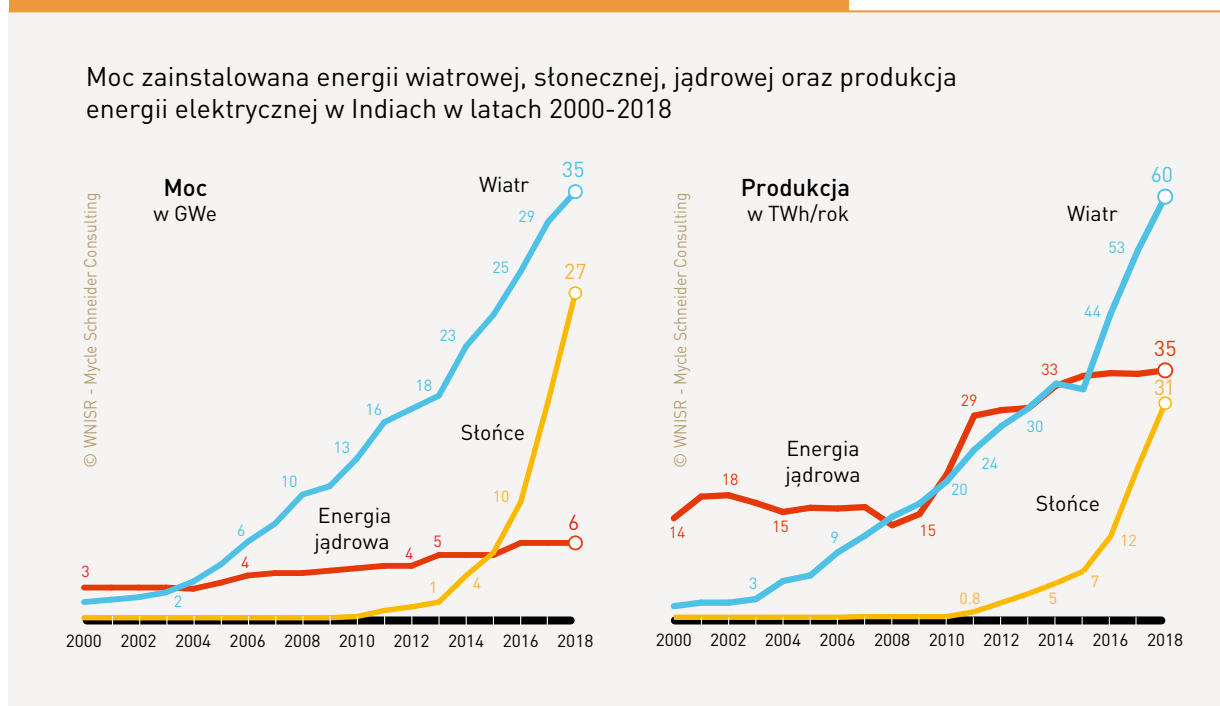
Indie mają jeden z najstarszych programów jądrowych – rozpoczęły wytwarzanie energii elektrycznej na bazie rozszczepienia jądra atomowego w 1969 roku. Jest to również jeden z najbardziej trapiących kłopotami sektorów jądrowych na świecie, który doświadczył wielu niepowodzeń. Wyraźnie kontrastuje to z niezwykle szybkim wzrostem wykorzystania energii odnawialnej w tym kraju.

Rysunek 31 pokazuje, w jaki sposób od początku wieku sektor energii wiatrowej w Indiach gwałtownie wzrósł: z 1,5 TWh do 60,3 TWh w 2018 roku, a od 2016 roku wyprzedził produkcję energii jądrowej, która obecnie kształtuje się na poziomie 35 TWh. Energetyka słoneczna również szybko rośnie: z 7 MWh w 2000 roku do 30 TWh w roku 2018. W roku podatkowym kończącym się w Indiach marcu 2019 roku ukazano, że po raz pierwszy źródła słoneczne dostarczyły w tym kraju do sieci więcej energii elektrycznej (39,3 TWh) niż energetyka jądrowa (37,7 TWh), natomiast źródła wiatrowe – 62 TWh. Różnica między źródłami odnawialnymi a energią jądrową w nadchodzących latach będzie się w Indiach powiększać, w miarę jak rola energii słonecznej i wiatrowej będzie rosła, sektor jądrowy ulegnie zaś stagnacji.

Według BP, od 2010 roku zainstalowana moc energii słonecznej w Indiach wzrosła 69-krotnie: z 39,4 MW do 27 GW na koniec 2018 roku, natomiast moc zainstalowana w energetyce wiatrowej wzrosła z 13 GW do 35 GW. Zwyżki te miały miejsce pomimo krytyki zaistniałej w 2018 roku w stosunku do negatywnej polityki rządu, która spowalniała rozwój energetyki odnawialnej. Rząd Indii zadeklarował, że osiągnie swój cel w postaci 175 GW mocy ze źródeł odnawialnych na długo przed 2022 rokiem, ponieważ oferty na budowę nowych instalacji na całą zadeklarowaną wielkość zostaną zrealizowane do 2020 roku⁶⁶.

Międzynarodowa Agencja Energii Odnawialnej (*International Renewable Energy Agency* – IRENA) poinformowała, że w 2018 roku Indie wykazały najniższy na świecie koszt instalacji elektrowni fotowoltaicznych. Agencja porównała koszty instalacji w 19 krajach, w tym u takich potentatów jak: Chiny, Stany Zjednoczone, Japonia, Włochy i Niemcy. Agencja porównała także koszty wielu komponentów, takich jak: moduły i inwertery, urządzenia bilansowania, koszty instalacji i oprogramowania. Całkowity koszt instalacji fotowoltaicznej w Indiach w 2018 roku wyniósł 793 USD/kW, podczas gdy średni koszt instalacji w 19 badanych krajach wyniósł 1 427 USD/kW⁶⁷.

Rys. 31 | Moc zainstalowana energii wiatrowej, słonecznej, jądrowej oraz produkcja energii elektrycznej w Indiach w latach 2000-2018



Źródło: BP, IAEA-PRIS, WNISR 2019.

66 – The Hindu, “Will achieve 175 GW renewable energy target well before 2022”, 6 czerwca 2018 roku, <http://www.thehindu.com/todays-paper/tp-business/will-achieve-175-gw-renewable-energy-target-well-before-2022/article24091514.ece> [dostęp: 07.06.2018].

67 – IRENA, “Renewable Power Generation Costs in 2018”, maj 2019 roku.

Koszty instalacji ze źródeł wiatrowych obniżyły się w Indiach zdecydowanie bardziej niż w jakimkolwiek innym kraju zbadanym przez IRENA: w latach 1991-2018 spadły o 66% i obecnie kształtują się na poziomie ok. 1 000 USD/kW, przy czym koszt energii LCOE wynosi ok. 0,06 USD/kWh⁶⁸. Należy zauważyć, że przetargi prowadzone zarówno w zakresie energii słonecznej, jak i wiatrowej przyczyniają się do maksymalnego poziomu ujawniania cen, w przeciwieństwie do dość nieprzejrzystego sektora jądrowego. Jednakże w jednej z niezależnych analiz proponowanych projektów dotyczących reaktorów lekkowodnych (AP-1000 i ESBWR), wyliczono koszty uśrednione na poziomie od 0,13 do 0,38 USD/kWh, zależnie od założeń dotyczących kosztów kapitałowych⁶⁹.

Stany Zjednoczone

W Stanach Zjednoczonych, podczas kampanii wyborczej, Donald Trump zobowiązał się do wspierania sektora węglowego i jądrowego. Niemniej jednak w 2018 roku wykorzystanie węgla do produkcji energii elektrycznej spadło w tym kraju do najniższego poziomu od 1982 roku: okazuje się, że elektrownie węglowe przechodzą w USA na emeryturę w dwukrotnie szybszym tempie niż za rządów poprzedniej administracji, a zużycie ropy naftowej w sektorze energetycznym było w tym kraju najniższe w historii. Produkcja energii w elektrowniach jądrowych wzrosła w 2018 roku do 808,3 TWh – co stanowiło nieco więcej (+0,1 TWh) niż w poprzednim rekordowym roku 2010 – w wyniku krótszych przerw w dostawach i zwiększonej wydajności pozostałych jednostek (rys. 32)⁷⁰.

W całym sektorze energetycznym USA w 2018 roku dodano 31,3 GW mocy wytwórczych i wycofano 18,7 GW. Roczny przyrost mocy w 2018 roku był największy od czasu, gdy w 2003 roku dodano 48,8 GW. Większość nowych mocy o wartości 19,3 GW zasilana jest gazem, a kolejne 6,6 GW pochodzi z wiatru, a 4,9 GW – z dużych instalacji słonecznych⁷¹. Dane opublikowane przez Urząd ds. Informacji o Energii (*U.S. Energy Information Administration* – EIA) Departamentu Energii USA (*Department of Energy's* – DOE), dotyczące wprowadzenia nowych jednostek w 2018 roku, są znacznie niższe niż dane opublikowane przez inne organizacje. BNEF-BCSE szacuje, że w 2018 roku przyrost mocy zainstalowanej w elektrowniach słonecznych wyniósł 8,1 GW, zaś wiatrowych – 7,5 GW⁷². W 2019 roku oczekuje się, że nowe uruchomienia w energetyce wiatrowej wyniosą około 12,7 GW, co będzie drugim wynikiem pod względem wielkości mocy uruchomionych w ciągu roku, a to ze względu na fakt, że inwestorzy śpieszą się, by ukończyć projekty rozpoczęte w tym obszarze, jeszcze przed zmianami w systemie zachęt podatkowych⁷³. W 2018 roku wycofano z USA 12,9 GW instalacji węglowych, 4,7 GW – gazowych i 0,6 GW – źródeł jądrowych (Oyster Creek w New Jersey)⁷⁴.

68 – Ibidem.

69 – David A. Schlissel, "Bad Choice: The Risks, Costs and Viability of Proposed U.S. Nuclear Reactors in India", Institute for Energy Economics and Financial Analysis, marzec 2016 roku.

70 – Michael Scott, Owen Comstock, "Despite closures, U.S. nuclear electricity generation in 2018 surpassed its previous peak", Today in Energy, U.S.EIA, 21 marca 2019 roku, <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=38792> [dostęp: 16.06.2019].

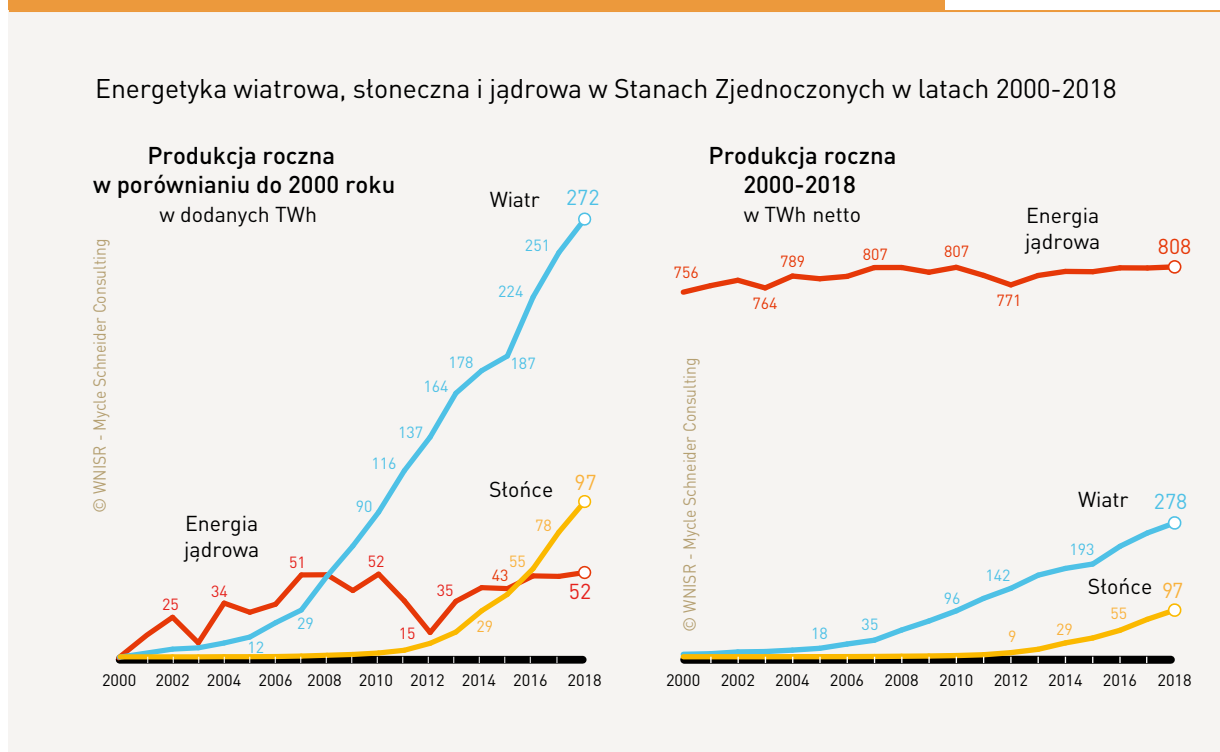
71 – Kenneth Dubin, "More than 60% of electric generating capacity installed in 2018 was fueled by natural gas", Today in Energy, U.S.EIA, 11 marca 2019 roku, <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=38632> [dostęp: 16.06.2019].

72 – BCSE, "Sustainable Energy in America – Factbook", Business Council for Sustainable Energy, 2019 rok.

73 – Richard Bowers, "Tax credit phaseout encourages more wind power plants to be added by end of year", Today in Energy, U.S.EIA, opublikowane ponownie 15 maja 2019 roku w celu doprecyzowania terminu wycofania ulgi podatkowej z tytułu produkcji energii, <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=39472&src=email> [dostęp: 16.06.2019].

74 – Kenneth Dubin, "More than 60% of Electric Generating Capacity Installed in 2018 Was Fueled by natural gas" ..., op. cit.

Rys. 32 | Wzrost produkcji energii elektrycznej ze źródeł jądrowych, słonecznych i wiatrowych od 2000 roku w Stanach Zjednoczonych



Źródła: BP, IAEA-PRIS, 2019.

Ponieważ instalacje słoneczne i wiatrowe są nadal uruchamiane w USA na dużą skalę, koszty ich budowy nadal spadają, podobnie jak koszty wytwarzanej dzięki nim energii elektrycznej. W rezultacie, łączne koszty paliwa, konserwacji oraz inne koszty funkcjonowania, przeliczone na koszt energii elektrycznej w wielu elektrowniach opalanych węglem, są w tej chwili wyższe niż liczone łącznie koszty w nowych projektach wiatrowych lub słonecznych. Badania *Energy Innovation and Vibrant Clean Energy* (VCE) wykazały, że w 2018 roku 211 GW istniejącej (koniec 2017 roku) mocy zainstalowanej elektrowni węglowych w USA, czyli 74% ogólnej liczby wszystkich krajowych reaktorów, było zagrożone konkurencją ze strony lokalnych elektrowni wiatrowych lub słonecznych, które mogły dostarczać taką samą ilość energii elektrycznej po niższych kosztach. Do roku 2025 zagrożone konkurencją moce węglowe w USA wzrosną do 246 GW, co oznacza, że będzie to niemal cała liczba amerykańskich elektrowni węglowych⁷⁵. W kwietniu 2019 roku, po raz pierwszy w historii kraju, sektor energii odnawialnej (wodnej, biomasy, wiatru, energii słonecznej i geotermalnej) wytworzył więcej energii elektrycznej niż elektrownie węglowe⁷⁶. Według danych *Electric Reliability Council of Texas* (ERCOT) – operatora systemu przesyłowego, który dostarcza 90% energii elektrycznej w stanie Texas – w pierwszym kwartale 2019 roku produkcja energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych i słonecznych przewyższyła produkcję energii z węgla w Teksasie; w cyklu kwartalnym miało to miejsce po raz pierwszy⁷⁷.

75 – Eric Gimon, Christopher T. M. Clack and Sarah Mckee, “The coal cost crossover: economic viability of existing coal compared to new local wind and solar resources”, *Energy Innovation and Vibrant Clean Energy*, marzec 2019 roku.

76 – U.S. EIA, “U.S. electricity generation from renewables surpassed coal in April”, 26 czerwca 2019, <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=39992> [dostęp: 29.06.2019].

77 – IEEFA, “IEEFA U.S.: April is shaping up to be momentous in transition from coal to renewables”, Institute for Energy Economics & Financial Analysis, 25 kwietnia 2019 roku, <http://ieefa.org/ieefa-u-s-april-is-shaping-up-to-be-momentous-in-transition-from-coal-to-renewables/> [dostęp: 01.05.2019].

ENERGIA JĄDROWA A ODNAWIALNE ŹRÓDŁA ENERGII – WNIOSKI

Rosnąca uwaga, jaką społeczeństwa i politycy przykładają do kryzysu klimatycznego oraz potrzeba szybkiego działania w celu zmniejszenia emisji, przemawiają za poszukiwaniem rozsądnych ekonomicznie i na tyle uniwersalnych, aby możliwe były do powielania – metod ochrony klimatu. W sektorze energetycznym – pomimo kluczowej roli, jaką ma do odegrania efektywność energetyczna – staje się coraz bardziej oczywiste, że rozumowanie to każe stawiać na energię odnawialną, obecnie głównie energię słoneczną i wiatrową, a nie na energię jądrową. Dlatego też niektóre scenariusze, w tym te z raportów IPCC, przewidują szybkie i ambitne ograniczenia emisji bez rozszerzania roli, jaką odgrywa energia jądrowa, lub też nie widzą dla niej żadnej funkcji w dłuższej perspektywie.

W świetle obecnych trendów, dominacja odnawialnych źródeł energii w przyszłej wizji sektora elektroenergetycznego – nie dziwi. W 2018 roku łączna wartość ogłoszonych decyzji inwestycyjnych dotyczących budowy elektrowni jądrowych wyniosła ok. 33 mld USD za 6,2 GW, czyli mniej niż jedną czwartą wartości inwestycji w źródła wiatrowe czy słoneczne, w które zainwestowano odpowiednio: ponad 134 mld USD i 139 mld USD; a omawiany – 2018 rok i tak był pod tym względem nietypowy ze względu na rozpoczęcie budowy niezwykle kosztownej inwestycji Hinkley Point C w Wielkiej Brytanii. Oczekuje się, że przepaść pomiędzy inwestycjami w odnawialne źródła energii a tymi w energię jądrową, będzie się powiększać wraz z dalszym spadkiem kosztów OZE, przy jednoczesnej odwrotnej tendencji, jaką są rosnące koszty budowy źródeł jądrowych. Według danych firmy Lazard, w okresie 2009-2018, koszt elektrowni słonecznych spadł o 88%, a elektrowni wiatrowych o 69%, natomiast koszt elektrowni jądrowych wzrósł w tym samym czasie o 23%.

Spadek kosztów OZE napędzany był częściowo wysokim stopniem realizacji tych inwestycji, dając efekt skali, co z kolei prowadziło do jeszcze większej liczby uruchamianych projektów. W rezultacie, od początku nowego tysiąclecia moce w energetyce wiatrowej wzrosły o 547 GW, zaś w słonecznej – o 487 GW, w zestawieniu ze stosunkową stagnacją w sektorze energetyki jądrowej – w tym samym okresie moce wytwórcze tego sektora wzrosły o ok. 41 GW, uwzględniając wszystkie reaktory, także te, które są obecnie w stanie długotrwałego odłączenia (LTO). Biorąc pod uwagę, że prawie 26 GW mocy jądrowych posiadało na koniec 2018 roku status LTO, czyli nie pracowało, tak naprawdę moce dodane w tym sektorze od roku 2000 to tylko 15 GW mocy operacyjnej, co stanowi ok. 2,4% mocy dodanych w sektorach wiatrowym i słonecznym.

Tak więc źródłami energii, które dostarczyły w świecie najwięcej dodatkowej energii elektrycznej w ciągu ostatniej dekady, są źródła odnawialne – inne niż elektrownie wodne, które wygenerowały dodatkowe 1 932 TWh. Sektor z drugim, co do wielkości, przyrostem mocy – to sektor węglowy, następnie gaz i elektrownie wodne, po nich zaś sektor jądrowy i ropa z produkcją netto poniżej wyników z 2008 roku.

Stało się jasne, że energia odnawialna jest już nie tylko tańsza niż nowo budowane elektrownie jądrowe, ale jest także konkurencyjna wobec nowych źródeł węglowych, i to coraz częściej, nawet wówczas, jeśli uwzględniamy tylko bieżące koszty eksploatacji zamortyzowanych elektrowni jądrowych czy węglowych. Węgiel stanowi największe źródło energii elektrycznej na świecie (co najmniej 38%), wytwarzając jej prawie cztery razy tyle co energia jądrowa. Dlatego też wygranie konkurencji z węglem otworzy źródłom odnawialnym nowe możliwości, co jeszcze bardziej obniży koszty produkowanej w ten sposób energii oraz rozwinie doświadczenia w integracji tych źródeł energii z systemem elektroenergetycznym, a to z kolei przyspieszy szersze stosowanie nowych rozwiązań.

Sektor elektroenergetyczny, zdominowany przez odnawialne źródła energii, różni się zasadniczo od sieci elektroenergetycznych, jakie znane są obecnie. Jest to system, w którym ważnym priorytetem jest elastyczność i dlatego promuje się takich wytwórców, opcje magazynowania energii oraz aktorów strony popytowej, którzy są w stanie szybko reagować na dyspozycyjność odnawialnego źródła i zmieniające się zapotrzebowanie na energię. Dlatego też era dużych scentralizowanych i nieelastycznych wytwórców, pełniących dominującą rolę w dostawach energii dobiega końca, wieszcząc rychły upadek zarówno energetyki węglowej, jak i nuklearnej.

ZMIANA KLIMATU A ENERGIA JĄDROWA

STAWKA W GRZE

Zagrożenia dla biosfery i przyszłości człowieka wynikające ze zmiany klimatu⁷⁸, coraz częściej określane mianem „kryzysu” lub „stanu zagrożenia klimatycznego” (*Climate Emergency*)⁷⁹, wymagają następujących i – mocno to podkreślmy – wyjątkowo szybkich zmian w gospodarce światowej:

- zastąpienia metod wymagających zużycia energii metodami „pasywnymi”⁸⁰;
- wykorzystania energii⁸¹ i materiałów energochłonnych⁸² w sposób pozwalający na zdecydowanie bardziej wydajne zaspokajanie potrzeb człowieka w odniesieniu do budynków, mobilności czy przemysłu;
- przekształcenia urządzeń zapewniających ciepło i mobilność tak, by zamiast spalania paliw kopalnych, wykorzystywały niskoemisyjne nośniki energii, wytwarzane w sposób czysty (energia elektryczna, wodór, odnawialne ciepło bezpośrednie, itp.);
- zdecydowanej dekarbonizacji w procesie produkcji energii;
- usunięcia nadmiaru CO₂ z powietrza, najlepiej za pomocą systemów naturalnych (lasy, użytki zielone, grunty rolne, tereny podmokłe, oceany, itp.); bierze się również pod uwagę w tym względzie możliwość wykorzystania systemów inżynieryjnych; oraz
- ograniczenia emisji gazów cieplarnianych innych niż CO₂ (w szczególności metanu), poprzez radykalne ograniczenie spalania, wycieków i odpowietrzania w przemyśle naftowym i gazowym.

Pośród powyższych działań, najszybciej postępuje dekarbonizacja produkcji energii elektrycznej: dawniej – dzięki zastąpieniu paliw kopalnych elektrowniami jądrowymi, których udział zmniejszył się od 1996 roku (zob. rys. 3), a ostatnio – dzięki szybkiemu rozwojowi produkcji energii ze źródeł odnawialnych. Prowadzone są też projekty⁸³ dotyczące możliwości spalania paliw kopalnych z wychwytem i składowaniem dwutlenku węgla (jako odpadu lub produktu użytecznego) w miejsce jego emisji, jednak trudności techniczne i wdrożeniowe oraz

78 – IPCC, Specjalny Raportu IPCC dotyczący następstw globalnego ocieplenia klimatu o 1,5°C (*Global Warming of 1.5°C*), Międzyrządowy Panel ds. Zmiany Klimatu, 2018 rok, <https://www.ipcc.ch/sr15/>

79 – The Climate Mobilization, „Climate Emergency Campaign”, <https://www.theclimatemobilization.org/climate-emergency-campaign> [dostęp: 03.08.2019].

80 – Na przykład wykorzystanie światła dziennego, odpowiednia izolacja cieplna, zagęszczanie usług lokalnych w celu zniesienia uzależnienia od transportu i/lub zwiększenie możliwości swobodnego poruszania się (chodzenie pieszo, jazda na rowerze) itp.

81 – Amory B. Lovins, „How big is the energy efficiency resource?”, *Environmental Research Letters*, 13:090401, 18 sierpnia 2018 roku, <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/aad965/pdf>, 4-minutowy film: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/aad965> [dostęp: 05.08.2019].

82 – Energy Transitions Commission, „Mission Possible”, 19 listopada 2019 roku, www.energy-transitions.org/mission-possible stwierdza, że przemysłowe emisje CO₂ można ograniczyć w połowie stulecia przy rozsądnych kosztach, nawet w dwóch-piątych, dzięki „gospodarce obiegu zamkniętego”, w ramach której wykonanie tych samych prac wymaga mniejszej liczby ton cementu, stali, aluminium, itp. Badane są dalsze potencjalne oszczędności.

83 – Głównie analizuje się możliwość chemicznego oddzielania CO₂ od gazów spalinowych niezwłocznie po spaleniu paliwa. Jak dotąd, rozwiązanie to wydaje się kosztowne i niedostępne w najbliższym czasie, być może z wyjątkiem cyklu Allama, służącego do wytwarzania tlenu i gazu naturalnego z wykorzystaniem gorącego CO₂ zamiast pary jako cieczy roboczej, zob.: Sonal Patel, „Inside NET Power: Gas Power Goes Supercritical”, 1 kwietnia 2019 roku, *POWER Magazine*, <https://www.powermag.com/inside-net-power-gas-power-goes-supercritical/> [dostęp: 30.08.2019].

wysokie koszty tego procesu powodują, że tempo prac jest bardzo powolne, ich skala niewielka, a możliwość skutecznego zastosowania na czas – jak dotąd: wątpliwa.

Energia elektryczna stanowi jedynie ok. 20% całkowitego zużycia energii⁸⁴, przy czym udział jej powoli rośnie. Wytwarzanie energii elektrycznej przyczynia się do 38% emisji (2016 rok)⁸⁵ dwutlenku węgla, najważniejszego gazu cieplarnianego. Gdyby obecna produkcja energii jądrowej (jedna dziesiąta światowej komercyjnej energii elektrycznej) podwoiła się, wypierając produkcję prądu ze średniego poziomu koszyka paliw kopalnych, skutkowałoby to 4% ograniczeniem światowych emisji CO₂. Rozbudowywana energetyka jądrowa mogłaby zastąpić inne instalacje produkujące prąd, opalane paliwami kopalnymi lub źródła odnawialne.

Energia jądrowa jest często promowana jako niemal bezemisyjny⁸⁶ substytut energii elektrycznej, wytwarzanej z węgla i gazu ziemnego (udział energii elektrycznej wytwarzanej z ropy naftowej jest znikomy). Energia jądrowa jest zatem często przedstawiana jako zasadniczy element ochrony klimatu, zasługujący na większe wsparcie finansowe i polityczne (tzw. zaprzestanie dążeń do wycofania energii jądrowej z rynku lub niewykreślanie energii jądrowej z planów czy pozostawienie opcji jądrowej jako kwestii otwartej). Jako uzasadnienie podaje się, że ochrona klimatu jest rzeczą trudną i pilną, wymagającą uwzględnienia różnorodnych opcji. Wspomina się również o konieczności ochrony istniejących miejsc pracy i powstałej już infrastruktury. Kolejnym argumentem jest fakt, że inne rozwiązania mają zbyt małą skalę, są powolne, kosztowne lub niepraktyczne.



*Pod uwagę brać musimy emisje, koszty i czas,
a nie jedynie same emisje.*

Stwierdzenie, że zaniechanie rozbudowy lub utrzymania energetyki jądrowej sprawia, że rozwiązania służące ochronie klimatu stają się „drastycznie trudniejsze i droższe”⁸⁷, wymaga porównania opcji jądrowej z innymi alternatywami w zakresie produkcji energii. Jakie kryteria powinny być brane pod uwagę w przypadku takich porównań? Dotychczasowe kryteria okazują się być niekompletne. Decyzje o budowie elektrowni węglowych, które wytwarzają 38% światowej energii elektrycznej i emitują 30% całkowitego CO₂, zostały podjęte na podstawie analizy kosztów, a nie emisji. Elektrownie jądrowe – wytwarzające nieco ponad jedną czwartą energii elektrycznej produkowanej przez elektrownie węglowe – nie spalają paliw kopalnych, a ich obrońcy zwracają uwagę na emisje, a nie na koszty. Z uwagi na konieczność ochrony klimatu,

84 – IEA, „Key World Energy Statistics-2016 simplified world energy balances, Mtoe”, https://www.connaissancedesenergies.org/sites/default/files/pdf-actualites/Key_World_Energy_Statistics_2019.pdf

85 – IEA, „Global Energy & CO2 Status Report”, marzec 2019 roku, s. 21, www.iea.org/geco/.

86 – Literatura wskazuje, że energia jądrowa nie jest całkowicie bezwęglowa, nie tylko ze względu na energię pochodzącą z paliw kopalnych, wykorzystywaną w trakcie budowy, ale także ze względu na złożone wymagania dotyczące łańcucha paliwowego, zob.: Benjamin K. Sovacool, „Ocena emisji gazów cieplarnianych z energii jądrowej: przegląd krytyczny” (*Valuing the greenhouse gas emissions from nuclear power: A critical survey*), Energy Policy, sierpień 2008 roku, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.04.017>; porównanie z innymi technologiami energetycznymi – zob. rys. 7.6, s. 539, w: T. Bruckner et al., „Systemy energetyczne” (*Energy Systems*), w: O. Edenhofer et al., red. „Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change”, dokument III Grupy Roboczej w Piątym Raporcie Międzyrządowego Panelu ds. Zmiany Klimatu, Cambridge University Press, 2014 rok, www.ipcc.ch. Emisje pośrednie związane z systemem jądrowym są znacznie mniejsze niż bezpośrednie emisje CO₂ pochodzące ze spalania paliw kopalnych, i nie będą tu dalej rozpatrywane. Niniejszy Raport nie ocenia również innych skutków klimatycznych, takich jak: jonizacja atmosferyczna kryptonu-85, uwalnianie ciepła jądrowego, wpływ energii jądrowej na zasoby wodne i wilgotność powietrza, itd.

87 – IEA, „Energia jądrowa w systemie czystej energii” (*Nuclear power in a clean energy system*), 28 maja 2019 roku, <https://www.iea.org/publications/nuclear/>.

powinniśmy ograniczyć emisje CO₂ w możliwie największym stopniu, przy jak najniższych kosztach i w możliwie najkrótszym czasie, dlatego *pod uwagę brać musimy emisje, koszty i czas, a nie jedynie same emisje*. Niniejszy rozdział poddaje tę logikę analizie.

Ramy analityczne i metodyczne, służące porównaniu wszystkich opcji „efektywności klimatycznej”, w tym pośrednich emisji dwutlenku węgla towarzyszących energetyce gazowej lub kogeneracji (wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła użytkowego), są dostępne w innych miejscach⁸⁸.

Im pilniejsza staje się ochrona klimatu, tym większej wagi nabiera *największa redukcja emisji gazów cieplarnianych w przeliczeniu na dolara oraz w skali roku*. Nie wystarczy być „praktycznie bezemisijnym”. Ograniczone środki finansowe i czas również wymagają „efektywności klimatycznej”. Każde rozwiązanie, które w mniejszym stopniu ogranicza emisję gazów cieplarnianych w przeliczeniu na dolara lub czyni to wolniej niż inne rozwiązania, przyczyni się do ustabilizowania klimatu Ziemi w mniejszej skali oraz później. Kosztowne i powolnie realizowane opcje w mniejszym stopniu ograniczają emisje dwutlenku węgla w przeliczeniu na każdego zainwestowanego dolara i w skali roku niż opcje tańsze i szybsze. Tym samym te „nieoptymalne” wybory przyczyniają się do pogłębienia problemów klimatycznych. Rozwiązania takie, pomimo iż są niskoemisyjne, w mniejszym stopniu i w wolniejszym tempie ograniczają zmianę klimatu. Tego typu zdroworozsądkowe porównania rzadko są przedmiotem analizy. W rezultacie często słyszy się argumentację typu: skoro ludzie są głodni, a głód wymaga pilnego działania, ponieważ stek i ryż to pożywienie, każdy z tych pokarmów zaspokoi głód. Priorytety w żywieniu oraz świadczeniu usług energetycznych powinny uwzględniać zarówno koszty, jak i szybkość implementowanych zmian.

ENERGIA JĄDROWA WYPIERA INNE ROZWIĄZANIA SŁUŻĄCE OCHRONIE KLIMATU

Energia jądrowa nie jest oczywiście jedynym sposobem na zastąpienie produkcji energii elektrycznej z paliw kopalnych. Transformacja energii elektrycznej w ostatniej dekadzie zmieniła to, co kiedyś uznawano za szczególne zalety energii jądrowej: skalę miliarda watów, stabilne działanie (w większości przypadków), niskie koszty operacyjne – na upośledzenie gigantyzmu i złożoności, nieelastyczności oraz wyższych kosztów przesyłu niż w przypadku niemal bezpłatnych źródeł odnawialnych i zasobów po stronie popytu (bardziej efektywne wykorzystywanie energii elektrycznej, z dopasowaniem popytu do podaży). Każda z tych opcji konkuruje z innymi i może rozwijać się jedynie ich kosztem, dlatego zwolennicy energii jądrowej coraz bardziej zdecydowanie wykazują, że preferowana przez nich technologia zastąpi nie tylko paliwa kopalne, ale także energię odnawialną.

Rozumowanie takie można by uznać za racjonalne, gdyby energia jądrowa była znacznie bardziej efektywna. Na przykład, wydawałoby się, że oczywistym jest, że energia jądrowa pozwala uniknąć ogromnych emisji CO₂ generowanych przez elektrownie zasilane paliwami kopalnymi – 63 GtCO₂ w latach 1971–2018, jak wynika z nowego raportu Międzynarodowej Agencji Energetycznej (IEA) OECD:

Bez energii jądrowej emisje z produkcji energii elektrycznej byłyby w tym okresie prawie o 20% wyższe, a całkowite emisje związane z energią o 6% wyższe⁸⁹.

88 – Amory B. Lovins, T. Palazzi, Skuteczna dekarbonizacja system elektroenergetycznego (*Effectively decarbonizing the electricity system*), 2019 rok, <https://www.rmi.org/decarb>.

89 – IEA, Nuclear power in a clean energy system ..., op. cit.

Wszystko zależy jednak od tego, jaki zamiennik zostałby wybrany. IEA analizuje głównie elektrownie zasilane paliwami kopalnymi⁹⁰. Jeśli by jednak podnieść efektywność końcowego zużycia energii lub wesprzeć wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych, bądź też rozwijać obie te opcje równolegle (zgodnie z zaleceniem Komisji Paleya z czasów prezydentury Trumana w Stanach Zjednoczonych w 1953 roku), mogłyby one w takim samym lub znacznie wyższym stopniu ograniczyć emisje dwutlenku węgla⁹¹.

Podobnie IEA oświadcza:

W przypadku krajów nieposiadających własnych zasobów energetycznych, energia jądrowa może zmniejszyć zależność od importu i zwiększyć bezpieczeństwo dostaw. Na przykład w Japonii, która musi importować wszystkie paliwa do wytwarzania energii nieodnawialnej, szacuje się, że dzięki rozwojowi energetyki jądrowej, import paliw w latach 1965-2010 został zmniejszony o co najmniej 14,5 bln jenów (132 mld USD)⁹².

Ograniczenie zużycia paliw kopalnych w Japonii, dzięki wdrożeniu programu jądrowego, wymagało bardzo wysokich nakładów⁹³. Rozwijanie energetyki odnawialnej lub promocja oszczędnego korzystania z energii elektrycznej kosztowałyby mniej (w rozliczeniu po cenach międzynarodowych), koszty paliwa byłyby zerowe, koszty operacyjne – znikome, koszty wypadków – bliskie zeru, tak więc te alternatywy pozwoliłyby zaoszczędzić więcej jenów i bardziej ograniczyć emisje. Odnawialne źródła energii oraz efektywne wykorzystanie energii mogą „zwiększyć bezpieczeństwo energetyczne” przynajmniej w takim samym stopniu, jak energia jądrowa. Japonia jest uboga w paliwa, ale bogata w rzadko wykorzystywany potencjał energii odnawialnej. Handel energią i jej wymiana są często korzystne; zasoby odnawialne są obfite, zróżnicowane i szeroko rozpowszechnione – prawdopodobnie żadnemu krajowi nie brakuje potencjału odnawialnego, aby skutecznie zaspokoić potrzeby swoich obywateli⁹⁴.



Odnawialne źródła energii i poprawa efektywności energetycznej mogą zatem zwiększyć bezpieczeństwo energetyczne przynajmniej tak samo jak energia jądrowa.

90 – Ibidem, s. 9; rys. 4, s. 53-4 – zakładany mix to: ok. 44% gazu, 12% węgla, 44% energii odnawialnej i zerowa wydajność.

91 – Powodem opóźnienia rewolucji odnawialnej do drugiej dekady XX wieku nie był brak technologii czy możliwości rynkowych, ale brak uwagi czy wręcz zdecydowany opór rządów, które przeznaczyły ponad bilion dolarów na wsparcie energetyki jądrowej. W istocie, poprawa efektywności energetycznej i wykorzystanie odnawialnych źródeł energii w Stanach Zjednoczonych w połowie lat 80. dowiodły zalet tego typu interwencji.

92 – IEA, Nuclear power in a clean energy system ..., op. cit.

93 – Koszty budowy japońskich elektrowni jądrowych (przy średnich kosztach historycznych w okolicach ¥₂₀₁₄286/We, plus ~10% na finansowanie budowy) odpowiadają oszczędnościom paliwa, kosztom operacyjnym i likwidacyjnym oraz kosztom infrastruktury łańcucha paliwowego (tylko zakład przerobu Rokkasho kosztował 2,9 bln jenów albo 26,8 mld USD, nie licząc kosztów utylizacji, wzbogacania i produkcji paliwa, plus koszt wypadków w Fukushima Daiichi 22 bilionów jenów (203 mld USD), oszacowany przez rząd lub 35-81 bilionów jenów (323-748 mld USD) oszacowany przez Japońskie Centrum Badań Gospodarczych. Wydaje się zatem, że jak dotąd, skumulowane koszty stanowią kilkakrotność skumulowanych korzyści, a pokrycie całkowitych kosztów w okresie eksploatacji floty wydaje się niemożliwe. Podobnie jak w poprzednim przykładzie, rodzi to pytanie, czy paliwo i węgiel można zaoszczędzić w sposób bardziej ekonomiczny.

94 – IRENA, Global Atlas for Renewable Energy: Overview of Solar and Wind Maps, Międzynarodowa Agencja Energii Odnawialnej, 2014 rok, www.irena.org/publications/2014/Jan/Global-Atlas-for-Renewable-Energy-Overview-of-Solar-and-Wind-Maps; IPCC, „Fifth Assessment Report”, 2014, s. 525-526.

Napięcie między energią jądrową a innymi zasobami niskoemisyjnymi nie ma jedynie charakteru teoretycznego. Konkuruje one o te same rynki, na których efektywność i odnawialne źródła energii, a często także gaz ziemny, zapewniają lepsze wyniki niż nowe i istniejące elektrownie jądrowe.

W sześciu stanach Ameryki w sposób bezprecedensowy udzielono politycznego wsparcia przemysłowi jądrowemu. Nowe programy wsparcia zastępują zasady rynkowe układami politycznymi, wypracowując długoterminowe obowiązkowe przydziały na dostawy energii jądrowej, którym nie może zagrozić konkurencja ze strony odnawialnych źródeł energii, a w zamian oferują przydziały na OZE, prawdopodobnie mniejsze niż wynikałoby z konkurencji rynkowej. Jednocześnie zarówno przemysł jądrowy, jak i przemysł paliw kopalnych oraz lobbysci silnie naciskają na wszystkich szczeblach, aby hamować, dyskredytować i tłumić źródła odnawialne, zarówno wprost, jak i w sposób bardziej subtelny. Na przykład, każda kilowatogodzina niekonkurencyjnej energii wprowadzona na rynek dzięki dotacjom lub preferencyjnym zasadom przesyłu (jak w przypadku japońskiej zasady „must-run”), jest kilowatogodziną, z którą odnawialne źródła energii nie mogą konkurować. Pozwalając przedsiębiorstwom energetycznym blokować energię odnawialną we własnej sieci w dowolnym momencie, z jakiegokolwiek powodu lub bez powodu, Japonia sprawia, że dochody deweloperów odnawialnych źródeł energii są nieprzewidywalne, a ich projekty bardzo trudne i kosztowne.

Taka rywalizacja ma miejsce w wielu krajach. W literaturze technicznej znajdujemy wiele pozycji krytykujących energię odnawialną, które zostały opracowane i opublikowane przez rzeczników energetyki jądrowej w celu wspierania kampanii prowadzonych przez tę branżę i jej sojuszników. Ze zrozumiałych względów, komercyjny przemysł jądrowy stał się jedną z najpotężniejszych przeszkód w dalszym rozwoju energetyki odnawialnej. Dąży on do wyeliminowania konkurenta w imię obrony własnych interesów, poprzez przekierowanie popytu i kapitału. Zwolennicy przemysłu jądrowego w podobny sposób krytykują działania zwolenników energii odnawialnej.

OPCJE INNE NIŻ JĄDROWE OGRANICZAJĄ WIĘCEJ EMISJI CO₂ W PRZELICZENIU NA WYDANEGO DOLARA

Koszty nowo budowanych elektrowni jądrowych

Nowe elektrownie jądrowe, które nie mają uzasadnienia biznesowego⁹⁵ (patrz rozdział „Energia jądrowa a odnawialne źródła energii”), nigdy nie były przedmiotem przetargu na konkurencyjnych hurtowych rynkach energii, jak to ma miejsce zazwyczaj w przypadku zasobów konkurencyjnych. Prawie wszystkie budowane elektrownie jądrowe są projektami realizowanymi przez rządy lub przez przedsiębiorstwa państwowe, które jako takie nie podlegają dyscyplinie rynkowej i na ogół nie są w stanie zaangażować rynków kapitałowych bez gwarancji państwowych. Jak stwierdza Międzynarodowa Agencja ds. Energii (IEA):

Ze względu na skalę wymaganych inwestycji, wszystkie z wyjątkiem 7 z 54 budowanych na świecie elektrowni jądrowych [zob. rozdział „Przegląd projektów budowlanych w toku”] są własnością przedsiębiorstw państwowych, a wszystkie, poza jednym, projekty znajdujące się w rękach prywatnych (w gospodarkach zaawansowanych), podlegają regulacji cen, co zmniejsza ryzyko dla inwestorów. Jest mało prawdopodobne, by wkrótce się to zmieniło. W obecnej polityce i otocze-

95 – Ben Wealer i wsp., *High-priced and dangerous: nuclear power is not an option for the climate-friendly energy mix*, Niemiecki Instytut Badań Ekonomicznych, lipiec 2019 roku, www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.670581.de/dwr-19-30-1.pdf.

niu rynkowym trudno jest dostrzec, by jakiekolwiek prywatne przedsiębiorstwo energetyczne rozpoczynające projekt generacji III w Europie lub w Ameryce Północnej, nie otrzymało silnego wsparcia ze strony rządu w celu zminimalizowania ryzyka finansowego dla inwestorów. W krajach rozwijających się, przedsiębiorstwa państwowe są odpowiedzialne za wszystkie nowe inwestycje jądrowe⁹⁶.

Jeszcze przed niekorzystnymi zmianami, takimi jak Olkiluoto-3 i Flamanville-3, rzeczywiste koszty produkcji energii elektrycznej z nowych elektrowni jądrowych oficjalnie wzrosły o 130% we Francji w latach 2005-2015, o 29% w Japonii i o 75% w USA⁹⁷. Z drugiej strony, tylko w ciągu ostatnich pięciu lat, ceny energii słonecznej i wiatrowej w Stanach Zjednoczonych spadły o dwie trzecie, co przełożyło się na 5-10-krotny spadek funduszy dostępnych dla energetyki jądrowej (więcej informacji na ten temat w rozdziale „Energia jądrowa a odnawialne źródła energii”).

Nowa elektrownia jądrowa kosztuje kilkakrotnie więcej w przeliczeniu na każdą kWh, daje więc zdecydowanie mniej korzyści dla klimatu w przeliczeniu na dolara niż jej główni konkurenci niskoemisyjni. Świadomość taka może być przydatna przy podejmowaniu decyzji politycznych i inwestycyjnych, jeśli celem jest efektywność finansowa, dbałość o klimat lub oba te aspekty łącznie (tab. 3).

Tabela 3 | Koszty nowych projektów jądrowych, odnawialnych i poprawy efektywności energetycznej

	Lazard Ltd. (2018) ^a (w USD ₂₀₁₈ /MWh)	BNEF ^b (w USD ₂₀₁₉ /MWh)	Market Actuals (w USD ₂₀₁₈₋₂₀₁₉ /MWh)
Nowe elektrownie jądrowe	151	195–344 [US]	Zobacz omówienie sytuacji w poszczególnych krajach ¹⁾
Energia słoneczna w skali przemysłowej	36–44	30–35	19 (Meksyk)
Lądowe farmy wiatrowe	29–56	27–32	22–26 (Indie), 17 (Meksyk)
Efektywność całkowitego zużycia energii elektrycznej w programach przedsiębiorstw energetycznych	0–50	–	Stany Zjednoczone średnio 23–31 ^c (2009–12)

Źródło: Lazard, BNEF, Market Actuals.

Objaśnienia:

a – Lazard, “Levelized Cost of Energy Analysis–Version 12.0”, 8 listopada 2018 roku, www.lazard.com/media/450784/lazards-levelized-cost-of-energy-version-120-vfinal.pdf.

b – E. Giannakopoulou, T. Brandily, 1H 2019 LCOE uaktualnienie, 26 marca 2019 roku, Bloomberg New Energy Finance, baza sybskrybencka, www.bnef.com [dostęp: 09.07.2019].

c – Megan A. Billingsley, Ian M. Hoffman i in., “The program administrator Cost of Saved Energy for utility customer-funded energy efficiency programs”, Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL), marzec 2014 roku, <https://emp.lbl.gov/sites/all/files/lbnl-6595e.pdf>; Maggie Molina, “The best value for America’s energy dollar: a national review of the cost of utility energy efficiency programs”, Amerykańska Rada ds. Efektywnej Energetycznie Gospodarki (American Council for an Energy-Efficient Economy), Raport z badań U1402, 25 marca 2014 roku, <http://aceee.org/research-report/u1402>; oraz M. Wemple, “DSM Achievements and Expenditures 2013”, <http://www.esource.com/members/DSM-INDBMK-Achievements-2013/DSM-Achievements-and-Expenditures-Study>.

¹⁾ Część *Raportu* omawiająca sytuację w poszczególnych krajach nie została przetłumaczona. Cały *Raport* po angielsku można znaleźć pod poniższym linkiem, gdzie omówione są sytuacje w poszczególnych krajach: <https://www.world-nuclearreport.org/-/World-Nuclear-Industry-Status-Report-2019-.html>

96 – IEA, „Nuclear power in a clean energy system” ..., op. cit., s. 19. P 5 zaleca, w przypadku wsparcia dla nowych budynków „umowy długoterminowe, gwarancje cenowe i bezpośrednie inwestycje państwowe”.

97 – IEA/NEA, „Projected Costs of Generating Electricity 2015”, Agencja Energii Jądrowej, wrzesień 2015 roku, www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2015/7057-proj-costs-electricity-2015.pdf.

Różnica ta się powiększa, ponieważ koszty energii jądrowej stale rosną, a koszty energii odnawialnej – spadają. IEA informuje:

Koszty fotowoltaiki w latach 2012-2017 spadły o 65% i przewiduje się, że do 2040 roku zmaleją o kolejne 50%; koszty energii wiatrowej na lądzie w tym samym okresie spadły o 15% i przewiduje się, że zmniejszą się o kolejne 10-20% do 2040 roku⁹⁸.

Narodowe Laboratorium Energii Odnawialnej (*National Renewable Energy Laboratory* – NREL) w 2018 roku⁹⁹ przewidywało, że do 2050 roku cena lądowej energii wiatrowej obniży się o 27%, a cena fotowoltaiki o 60%. W rezultacie, w 2050 roku ceny te powinny wynosić odpowiednio: ok. 27 USD/MWh i 18 USD/MWh w dobrych lokalizacjach. Prognozowane ceny są jednak wyższe niż niesubsydiowane ich wartości w Meksyku i wynoszą odpowiednio: 19 USD i 17 USD zanotowane w 2017 roku, czyli na 33 lata przed rokiem 2050.

IEA stara się poprawiać prognozy dotyczące odnawialnych źródeł energii: od 2002 roku sześćokrotnie zwiększyła prognozy dotyczące energii wiatrowej, a prognozy dotyczące energii słonecznej – 23-krotnie; nigdy nie odpowiadały one jednak rzeczywistości. Zainstalowana obecnie moc ogniw fotowoltaicznych ponad 50 razy przewyższa prognozy z 2002 roku. Dzieje się tak dlatego, że prognozy kosztów wobec źródeł odnawialnych, opracowane przez IEA, nie nadążają za zmianami rynkowymi, a przyjęty model prognozowania, podobnie jak inne konwencjonalne modele ekonomiczne, nie jest strukturalnie w stanie poradzić sobie z rosnącymi zyskami; jak mówi Thomas Friedman: „Im więcej kupujesz, tym niższa cena, więc kupujesz więcej, więc cena dalej spada”.



Zainstalowana moc fotowoltaiki jest obecnie 50 razy wyższa niż prognozowano w 2002 roku.

IEA publikuje wiele doskonałych badań na szereg tematów, jednak sprawozdanie dotyczące energii jądrowej z maja 2019 roku – pierwsze od prawie dwóch dziesięcioleci – jest tylko częściowo spójne z faktami przedstawionymi w niniejszym *Raporcie*. Podkreślimy niektóre rozbieżności:

IEA prognozuje koszt nowej energii jądrowej w 2040 roku na poziomie zaledwie 100 USD₂₀₁₈/MWh (34-71% poniżej cen rynkowych przedstawionych w tab. 3), przyznając równocześnie, że przekracza on koszty energii słonecznej i lądowej energii wiatrowej¹⁰⁰. Zgodnie z przewidywaniami IEA, cena energii ze źródeł odnawialnych będzie przekraczać 50 USD/MWh do 2040 roku w Europie i Ameryce Północnej „na tych samych warunkach finansowania”, jakie przyjęto w analizie energetyki jądrowej (8% średni ważony koszt kapitału, 10-20-letni okres finansowania). Rynki kapitałowe najwyraźniej nie uznają ryzyka za równoważne. Amerykańska energetyka wiatrowa płaci obecnie za swój kapitał <4,5%, a niesubsydiowane źródła odnawialne od Meksyku po Indie oferują prąd po cenie około 17-26 USD/MWh. Stosując niewłaściwie krótkoterminowe założenia finansowe, dotyczące inwestycji w odnawialne źródła energii o dużym zasięgu, IEA błędnie aplikując założenia finansowe odpowiadające krótkoterminowym inwestycjom w energetyce jądrowej do długoterminowych inwestycji w odnawialne źródła

98 – IEA, *Energia jądrowa w systemie czystej energii...*, op. cit.

99 – Narodowe Laboratorium Energii Odnawialnej (*National Renewable Energy Laboratory*), “Annual Technology Baseline: 2018 ATB Cost and Performance Summary”, 2018 rok, <https://atb.nrel.gov/electricity/2018/summary.html>.

100 – IEA, “Nuclear power in a clean energy system” ..., op. cit.

energii, szacuje ceny energii odnawialnej na 2040 rok na poziomie mniej więcej dwukrotnie wyższym od obecnego poziomu rynkowego i przewyższającym ceny energii z OZE, odnotowywane na wszystkich głównych rynkach (z wyjątkiem Japonii).

Biznesowe uzasadnienie dla nowoczesnych odnawialnych źródeł energii jest tak przekonujące, że najnowsza oficjalna prognoza amerykańska¹⁰¹ przewiduje dodanie 45 GW energii ze źródeł odnawialnych w okresie od połowy 2019 roku do połowy 2022 roku – w porównaniu z 7 GW netto w sektorze jądrowym i 17 GW w sektorze węglowym. W sytuacji, gdy nowoczesne źródła odnawialne dostarczyły prawie dwie trzecie światowych przyrostów mocy wytwórczych netto w latach 2017-2018, rynkowy pogrom staje się faktem: w 2018 roku w odnawialne źródła energii, inne niż duże obiekty hydrotechniczne, zainwestowano ośmiokrotnie więcej niż w energię jądrową i prawie trzykrotnie więcej niż wytwarzanie energii z paliw kopalnych¹⁰². Spektakularne niepowodzenia przemysłu jądrowego w realizacji obietnic renesansu atomu „odstraszały inwestorów”¹⁰³. Czy obawy można wciąż jeszcze oddalić, powtarzając, że dzięki wdrożeniu nowych technologii, rosnące od dziesięcioleci koszty energetyki jądrowej, zaczną gwałtownie spadać?



Nawet darmowa para wodna, pochodząca z dowolnego rodzaju paliwa, rozszczepienia czy fuzji nie jest wystarczająco atrakcyjna, ponieważ pozostała część instalacji kosztuje zbyt wiele.

Często słyszymy, że dzisiejsze reaktory są nieopłacalne, jednak ich nowa generacja lub systemy paliwowe sprawią, że nowe elektrownie jądrowe staną się konkurencyjne, tak więc ich rozwój zasługuje na istotne finansowanie ze środków publicznych. Nadzieję tę studzi jednak niezręczny fakt: z wyjątkowo wysokich kosztów kapitałowych reaktorów generacji III+, rzędu od 5 000 do ponad 8 000 USD/kW, ~78-87% przypada na koszty niejądrowe¹⁰⁴. Oznacza to, że nawet darmowa para wodna, pochodząca z dowolnego rodzaju paliwa, rozszczepienia czy fuzji, nie jest wystarczająco atrakcyjna, ponieważ pozostała część instalacji kosztuje zbyt wiele.

Równie prosta logika podważa przekonanie o ekonomicznych korzyściach wynikających z masowej produkcji małych reaktorów modułowych (SMR). Ze względu na prawa fizyki, reaktory nie skalują się dobrze w dół. Bardziej uważni analitycy przyznają, że SMR – w tym te funkcjonujące w Chinach – początkowo kosztowałyby znacznie (często około dwukrotnie) więcej za kWh niż dzisiejsze reaktory na gigawatową skalę. Jednak, jak pokazano wcześniej, koszty dzisiejszych nowych reaktorów, licząc na koszt wytworzonej kWh, są już ~5-10 razy wyższe niż koszty nowoczesnych źródeł odnawialnych. Na podstawie obserwowanych „krzywych uczenia się” (których nie obserwujemy w przypadku energii jądrowej), energia ze źródeł odnawialnych do chwili zbudowania, przetestowania i osiągnięcia odpowiedniej skali reaktorów SMR, stanie

101 – Federal Energy Regulatory Commission, “Electricity Infrastructure Update for May 2019”, <https://www.ferc.gov/legal/staff-reports/2019/may-energy-infrastructure.pdf>.

102 – REN21, “Global Status Report”, rys. 50, 2019 rok, <https://www.ren21.net/gsr-2019/>.

103 – IEA, “Nuclear power in a clean energy system” ..., op. cit., s. 22.

104 – MIT Energy Initiative, “The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World”, 2018 rok, <https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2018/09/The-Future-of-Nuclear-Energy-in-a-Carbon-Constrained-World.pdf>, Tabela 2.2, s. 39, prezentująca również udział cenowy dla pary w instalacjach jądrowych amerykańskich lekkich reaktorów wodnych (LWR): 10% – typowy i 16% – najlepszy.

się dwukrotnie tańsza. Dwa razy „5-10 razy” razy dwa oznacza w rezultacie 20-40 razy drożej, co plasuje się daleko poza możliwościami jakiegokolwiek wiarygodnej oszczędności z produkcji masowej. Żaden cud nuklearny nie będzie miał miejsca. Małe modułowe źródła odnawialne, które dobrze skalują się w dół i w przypadku których ekonomia masowej produkcji ma kilkadziesiąt lat przewagi nad konkurencją, zdecydowanie wygrywają pod względem kosztów¹⁰⁵.

Argumenty pozaekonomiczne przemawiające za energią jądrową

Często, w stosunku do odnawialnych źródeł energii, zgłaszane są zastrzeżenia inne niż efektywność kosztowa; mówi się na przykład o kwestiach technicznych i ukrytych kosztach. Argumenty takie stają się coraz mniej przekonujące. Doświadczenie operatorów sieci pozwala im swobodnie korzystać z nowych sposobów działania systemów elektroenergetycznych, a duże firmy przemysłu ciężkiego, takie jak: General Electric, Siemens, Schneider i Asea Brown Boveri (ABB) przenoszą akcent z energetyki jądrowej na systemy energii rozproszonej i odnawialnej. W uzasadnieniu podaje się sześć głównych argumentów:

- *Obciążenie podstawowe (Baseload):* Tradycyjna koncepcja „obciążenia podstawowego”, zgodnie z którą stabilność sieci wymaga elektrowni ciepłych (parowych) działających w skali gigawatowej, odzwierciedla ważną i żywotną praktykę ekonomiczną polegającą na dysponowaniu energią elektryczną po najniższych kosztach operacyjnych; tak więc według tej logiki, zasoby o najniższych kosztach operacyjnych są najmocniej eksploatowane. Tradycyjna rola olbrzymich elektrowni ciepłych ugruntowała przekonanie, że elektrownie takie są zawsze potrzebne. Jednak teraz – gdy odnawialne źródła energii notując zerowe koszty pozyskania paliwa przejmują rolę „obciążenia podstawowego”, dostarczając energię, gdy tylko jest to możliwe – duże elektrownie ciepłe notują niższą liczbę godzin pracy, a termin „obciążenie podstawowe” staje się pojęciem przestarzałym. Elektrownie ciepłe muszą dostosować się do obciążenia netto, jakie pozostało po dostarczeniu efektywnej kosztowo, pożądanej energii odnawialnej, której koszty podstawowe określone są w czasie rzeczywistym. Ograniczona elastyczność elektrowni jądrowych oraz związane z tym procesem wyzwania techniczne i ekonomiczne, gdy są wykorzystywane cyklicznie, stały się przeszkodą utrudniającą tanią i stabilną pracę sieci z rosnącym udziałem odnawialnych źródeł energii o zerowej emisji dwutlenku węgla i o najniższych kosztach¹⁰⁶. Z tego też względu, Pacific Gas and Electric Company (PG&E) stwierdziła, że wczesne zamknięcie dobrze działających reaktorów Diablo Canyon pozwoli zaoszczędzić pieniądze klientów, a poprzez uelastycznienie sieci, zwiększy udział odnawialnych źródeł energii. Zamknięcie reaktorów kosztowało mniej niż ich eksploatacja – przestawienie systemów elektroenergetycznych na odnawialne źródła energii zmienia je z aktywów na zobowiązania¹⁰⁷, zostaną więc one zastąpione przez konkurencyjne źródła niskiemisyjne, co pozwoli ograniczyć nakłady finansowe i emisje CO₂;

105 – Lub jak napisał David Freeman we wstępie do *Raportu WNISR* za 2017 rok: „Raport wyraźnie dowodzi, przytaczając szczegółowe dane, że debata dobiegła końca”, zob.: Mycle Schneider, Antony Froggatt, i wsp., WNISR 2017 rok, 12 września 2017 roku, <https://www.worldnuclearreport.org/The-World-Nuclear-Industry-Status-Report-2017-HTML.html#link0> [dostęp: 22.07.2019].

106 – Amory B. Lovins, „Do coal and nuclear generation deserve above-market prices?”, *The Electricity Journal*, vol. 30, wyd. 6, lipiec 2017 roku, <https://doi.org/10.1016/j.tej.2017.06.002>, uwagi 58–68; oraz C. Morris, „Backing up Wind and Nuclear Power”, 2015 rok, www.renewablesinternational.net/backing-up-wind-and-nuclear-power/150/537/86412/.

107 – Amory B. Lovins, „Closing Diablo Canyon Nuclear Plant Will Save Money and Carbon”, *Forbes*, 22 czerwca 2016 roku, www.forbes.com/sites/amorylovins/2016/06/22/close-a-nuclear-plant-save-money-and-carbon-improve-the-grid-says-pge/ [dostęp: 22.07.2019].

- Magazynowanie (Storage)*: Utrzymanie niezawodności sieci w czasach, gdy ogniwa fotowoltaiczne i energia wiatrowa (z dokładnie przewidywalnymi, dużymi wahaniami mocy) zaczynają dominować w wytwarzaniu energii elektrycznej, wymaga zmian na rynkach, w instytucjach, a także sposobach działania, przyzwyczajeniach i myśleniu. Co jednak interesujące, okazuje się to wykonalne, zarówno w teorii, jak i w praktyce; ilustrują ten fakt następujące dane statystyczne: 75% udział energii odnawialnej w zużywanej rocznie energii elektrycznej w Szkocji (2018 rok), 72% udział w Danii (2017 rok, wyłącznie produkcja krajowa), 67% – w Portugalii (2018 rok), 40% – w Hiszpanii (2018 rok) czy 38% – w Niemczech (2018 rok). Idąc dalej: większość tych sieci notuje niekiedy ponad 100% dostaw energii ze źródeł odnawialnych: wyspa Kiusiu w Japonii, 23 kwietnia 2017 roku¹⁰⁸ zgłosiła 76% udziału energii słonecznej, a rok później – 3 maja 2018 roku¹⁰⁹ Shikoku – 102%, pomimo ostrzeżeń japońskich przedsiębiorstw energetycznych o tym, że nawet znacznie niższy niż podany udział energii odnawialnej może spowodować awarię sieci. Żaden „cud magazynowania” nie jest potrzebny, choć gdzieś wydaje się on mieć miejsce. Niezależnie od tego, czy chodzi o energię słoneczną, kopalną czy jądrową, żaden wytwórca nie potrzebuje 100% zabezpieczenia, ponieważ jeden wytwórca nie obsługuje jednego obciążenia; wszyscy wytwórcy obsługują sieć, która z kolei obsługuje wszystkie obciążenia. Sieć została zaprojektowana tak, aby elektrownie, które uległy awarii, mogły być zastępowane przez elektrownie działające, więc wahania w produkcji energii słonecznej i wiatrowej zabezpiecza zróżnicowany portfel innych odnawialnych źródeł energii o zmiennej charakterystyce pracy, będących w danym momencie w dyspozycji źródeł energii odnawialnej lub innych zasobów. Energia słoneczna i wiatrowa nie wymagają ogromnych akumulatorów zapewniających stabilną produkcję prądu, jak ma to miejsce w przypadku dużych elektrowni ciepłych. Istnieje co najmniej osiem dostępnych, sprawdzonych i opłacalnych klas zasobów¹¹⁰ – obok magazynowania energii elektrycznej i zasilania awaryjnego wykorzystującego paliwa kopalne – zapewniających elastyczność sieci¹¹¹. Nie znamy i nie musimy znać wszystkich szczegółów dotyczących przyszłego koszyka źródeł energii odnawialnej, której udział rośnie w kierunku 100% całkowitej generacji; na razie powinniśmy tylko wiedzieć, że istnieją szerokie i przystępne opcje integracji tych źródeł¹¹². Jak mówi klimatolog Prof. Ken Caldeira: „Kontrowersje dotyczące ostatecznego zagrania w grze o energię nie powinny zbytnio wpływać na nasz pierwszy ruch”.

108 – Jednak planowane wznowienia działalności jądrowej wymagałyby ograniczenia wyjątkowo efektywnej produkcji energii słonecznej, zgodnie z japońską zasadą „nieekonomicznej wysyłki”.

109 – Kazuhiko Miko, „Status and Challenges on the Power System in Japan”, Smart Community Department, New Energy and Industrial Technology Development Organization, NEDO, IRED 2018, Sesja 1, 17 października 2018 roku, www.ired2018.at/Sessions/181017_IRED2018%20Session1_NEDOver5.pdf [dostęp: 22.07.2019].

110 – 1. Efektywne wykorzystanie; 2. Elastyczny popyt; 3. Nowoczesne prognozowanie zmiennej produkcji energii ze źródeł odnawialnych (często dokładniejsze niż prognozy popytu); 4. Dywersyfikacja portfeli energii odnawialnej o zmiennej charakterystyce pracy – wiatrowej i słonecznej – według typu i lokalizacji; 5. Zintegrowana dyspozycyjność – integracja portfela energii wiatrowej i słonecznej z innymi źródłami odnawialnymi (nie licząc dużych elektrowni wodnych, które również mogłyby być skuteczniej zintegrowane niż obecnie wraz z kogeneracją, która i tak musi działać, aby zaspokoić obciążenia termiczne; 6. Rozproszone magazynowanie energii cieplnej, które tak czy inaczej warto zapewnić, lub magazynowanie energii cieplnej w istniejącej masie cieplnej budynków; 7. Rozproszone magazynowanie energii elektrycznej, które tak czy inaczej warto zapewnić (np. inteligentne ładowanie i rozładowywanie pojazdów elektrycznych zakupionych w celu zapewnienia mobilności); 8. Wodór, obecnie najprawdopodobniej z energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych.

111 – Amory B. Lovins, „Reliably integrating variable renewables: Moving grid flexibility resources from models to results”, The Electricity Journal, wol. 30, wyd. 10, grudzień 2017 roku, <https://doi.org/10.1016/j.tej.2017.11.006>.

112 – Tom W. Brown i wsp., „Response to ‘Burden of proof: A comprehensive review of the feasibility of 100% renewable-electricity systems’”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, wol. 92, 11 maja 2018 roku, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.113>.

- *Nasylenie (Saturation)*: Twierdzenie, że wysoki udział zmiennych źródeł odnawialnych w sposób nieunikniony doprowadzi do „deflacji ich wartości” i spowoduje ich niekonkurencyjność w stosunku do elektrowni ciepłych, okazało się artefaktem modeli, które wykluczają wiele dostępnych form łagodzenia skutków zmiany klimatu¹¹³. Na przykład, na rynku energetycznym ERCOT w Teksasie planowano, że do 2050 roku instalacja *ośmiu rozwiązań umożliwiających reagowanie na zmiany zapotrzebowana*, pomoże wyeliminować tzw. krzywą kaczą – obserwowany latem spadek zapotrzebowania gospodarstw domowych na energię w ciągu dnia i gwałtowny wzrost wieczorem. Taka strategia reagowania na zmiany zapotrzebowania może również zmniejszyć o połowę dzienny zakres obciążenia w okresie letnim, zaoszczędzić jedną czwartą mocy nieodnawialnych, zwiększyć wartość energii odnawialnej o jedną trzecią i zwrócić się w ciągu około pięciu miesięcy¹¹⁴.



Elektrownie wykorzystujące odnawialne źródła energii, wymagają mniejszych zabezpieczeń i kosztów niż elektrownie jądrowe.

- *Zabezpieczenia (Backup)*: Często słyszy się, że szersze zastosowanie odnawialnych źródeł energii prowadzi do gwałtownego wzrostu kosztów integracji sieci. Skutki takie byłyby jednak gorsze w przypadku sieci zdominowanych przez energetykę jądrową, ponieważ elektrownie jądrowe są większe, mocniej zależne od przesyłu i bardziej podatne na nagłe, długotrwałe oraz nieprzewidywalne awarie. Żaden typ generatora nie działa 24 godziny na dobę, 7 dni w tygodniu, 365 dni w roku. Każdy generator może ulec awarii. Jednak w przypadku dużych jednostek, konsekwencje takiego zdarzenia są istotnie większe. Zmienne koszty „zagwarantowania ciągłości działania”, ponoszone przy wykorzystaniu odnawialnych źródeł energii – koszty dywersyfikacji (w tym ewentualnie rozbudowy sieci), rozwiązań zastępczych, magazynowania i innych sposobów zapewniania niezawodnego funkcjonowania nawet wtedy, gdy słońce i wiatr dają mniej energii – są niskie (zazwyczaj poniżej 5 USD/MWh i prawie zawsze plasują się poniżej 10 USD)¹¹⁵, nawet przy dużym udziale energii odnawialnej¹¹⁶. Pojawia się coraz więcej dowodów na to¹¹⁷, że nieanalizowane koszty zabezpieczeń przed przerwami w dostawach energii (w związku z wymuszonymi wyłączeniami) dużych elektrowni ciepłych, są kilkakrotnie większe niż w przypadku, dajmy na to, farm wiatrowych. Koszty te jednak nie są przypisywane do projektów termicznych, natomiast są naliczane w przypadku źródeł odnawialnych.

113 – Amory B. Lovins, “Do coal and nuclear generation deserve above-market prices?”, The Electricity Journal, Volume 30, lipiec 2017 roku, <https://doi.org/10.1016/j.tej.2017.06.002>, oraz notatka 81. Ciekawa czteroczęściowa debata z dwoma ekonomistami zaproszonymi przez właściciela elektrowni jądrowej – firmę Exelon, która nie zgadzała się z \$2 artykułu nt. rozwiązań skutecznych klimatycznie, zamieszczona jest w wydaniach z października i grudnia 2017 roku.

114 – Cara Goldenberg i in., “Demand Flexibility”, Insight Brief, Rocky Mountain Institute, luty 2018 roku, www.rmi.org/wp-content/uploads/2018/02/Insight_Brief_Demand_Flexibility_2018.pdf.

115 – Ryan Wiser, Mark Bolinger, i wsp., “2017 Wind Technologies Market Report”, Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL), wyd. Office of Energy Efficiency, U.S.DOE, sierpień 2018 roku, s. 70, <https://energy.gov/eere/wind>.

116 – Phil Heptonstall, Rob Gross, i wsp., “The costs and impacts of intermittency – 2016 update”, UK Energy Research Centre, 21 lutego 2017 roku, <http://www.ukerc.ac.uk/publications/the-costs-and-impacts-of-intermittency-2016-update.html> [dostęp: 21.07.2019].

117 – Amory B. Lovins, “Do coal and nuclear generation deserve above-market prices?” ..., op. cit., uwagi 72-75.

Koszty te mogą być znaczne, jak pokazują ceny na rynku ERCOT¹¹⁸, ponieważ duże jednostki o gigawatowej skali wymagają znacznej rezerwy mocy oraz rezerwy wirującej, co pociąga za sobą koszty obciążenia częściowego oraz koszty regulacji obciążenia elektrowni. Dobrze zdywersyfikowany portfel źródeł odnawialnych może wymagać kilkakrotnie mniejszych nakładów niż te, które poczyniono w przedsiębiorstwach energetycznych w celu zapewnienia ciągłości pracy dużych elektrowni ciepłych. Jeśli koszty zabezpieczenia przed przerwami w dostawach energii przypisać konkretnym technologiom lub projektom, zdecydowanie lepiej w tym porównaniu wypadają nowoczesne źródła energii odnawialnej. Jeśli koszty takie potraktować jako nieuniknione koszty systemowe – jak to zwykle miało miejsce w przypadku elektrowni ciepłych – nie mają one wpływu na wybór technologii. Wniosek z tego jest więc jednoznaczny: produkcja energii ze źródeł odnawialnych wymaga mniejszych rezerw i kosztów, pomimo istotnie niższego współczynnika wykorzystania mocy energii słonecznej i wiatrowej.

- *Usługi systemowe*: Duże elektrownie ciepłe świadczą ważne „usługi pomocnicze” względem sieci, takie jak: zapewnienie stabilnej częstotliwości i stabilnego napięcia prądu zwozowego czy zarządzanie awariami. Okazuje się jednak, że usługi te mogą być tańsze i mieć wyższą jakość dzięki zastosowaniu w energetyce odnawialnej inteligentnych falowników i ich wirtualnej bezwładności, a także dzięki zmianie przeznaczenia generatorów synchronicznych (wycofanych z eksploatacji w elektrowniach ciepłych) na kompensację synchroniczną. Mogą one świadczyć te same usługi co standardowe generatory, z wyjątkiem energii czynnej, która może pochodzić ze źródeł odnawialnych lub akumulatorów¹¹⁹.
- *Odporność (Resilience)*: Twierdzenie o korzyściach płynących z odporności energetyki jądrowej podważa szereg udokumentowanych niekorzystnych faktów¹²⁰. W przeszłości, energetyce jądrowej towarzyszyło wysokie ryzyko braku dostaw energii lub ograniczenia jej produkcji. Spośród 259 amerykańskich reaktorów energetycznych, zamówionych w latach 1955-2016, zaledwie 28 (stan na połowę 2017 roku) mogło konkurować na rynkach hurtowych i nie wymagało dodatkowego ponadrocznego przestoju związanego z kwestiami bezpieczeństwa¹²¹. Dodatkowe ryzyko dotyczy co najmniej 100 reaktorów położonych nisko na obszarach przybrzeżnych, narażonych zatopienie w związku z podniesieniem się poziomu morza, które to zjawisko może mieć miejsce w okresie eksploatacji tych instalacji¹²².

118 – American Wind Energy Association, “Wind energy helps build a more reliable and balanced electricity portfolio”, 2015 rok, <http://awea.files.cms-plus.com/AWEA%20Reliability%20White%20Paper%20-202-12-15.pdf>.

119 – Tom W. Brown, i wsp., “Response to ‘Burden of proof: A comprehensive review of the feasibility of 100% renewable-electricity systems’”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, wol 92, wrzesień 2018 roku, \$3.5, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.113>; oraz Michael Milligan, “Sources of grid reliability services”, Milligan Grid Solutions, The Electricity Journal, wol. 31, wyd. 9, listopad 2018 roku, <https://doi.org/10.1016/j.tej.2018.10.002>.

120 – Amory B. Lovins, “Do coal and nuclear generation deserve above-market prices?”, The Electricity Journal, July 2017, \$ 9 (“Fuel on hand”), w: Amory B. Lovins, “Comments by Amory B. Lovins, Cofounder and Chief Scientist, Rocky Mountain Institute”, FERC, Notice of Proposed Rulemaking, Grid Resiliency Pricing Rule, Submission 813728, Docket RM18-1-000, 23 października 2017 roku, https://elibrary.ferc.gov/idmws/file_list.asp?accession_num=20171023-5099; oraz Amory B. Lovins, “Errata – Correcting, 23 października 2017 roku, Comments (Submission 813728, Amory B. Lovins”, FERC, Submission 813743, https://elibrary.ferc.gov/idmws/file_list.asp?accession_num=20171023-5109 [dostęp do obu źródeł: 30.08.2019].

121 – Amory B. Lovins, FERC komentarze ..., op. cit.

122 – J. Vidal, “What are coastal nuclear power plants doing to address climate threats?”, 8 sierpnia 2018 roku, www.ensia.com/features/coastal-nuclear. Spośród 51 obiektów jądrowych w Stanach Zjednoczonych, 55 uznano za narażone na zagrożenia powodziowe wykraczające poza założenia projektowe, jednak w styczniu 2019 roku Amerykańska Komisja Dozoru Jądrowego zgłosiła stosunkiem głosów 3:2 za niewymaganiem modernizacji ze względu na zidentyfikowane zagrożenia; zob.: S.Q. Stranahan, “Why don’t U.S. nuclear regulators acknowledge the dangers of climate

Koszty elektrowni jądrowych o wydłużonym okresie eksploatacji

Wspomniane wcześniej sprawozdanie IEA za 2019 rok wskazuje, że nowe reaktory nie są w stanie konkurować na rynku. Autorzy *Raportu* zdecydowanie jednak zachęcają do przedłużania okresu eksploatacji istniejących reaktorów z powodów finansowych oraz ze względu na konieczność ograniczania emisji dwutlenku węgla. IEA prognozuje koszt 40-55 USD/MWh, czyli poniżej cen energii odnawialnych przekraczających 50 USD/MWh (oszacowanego, jak pokazano uprzednio, na poziomie dwukrotnie przekraczającym rzeczywisty koszt, nie mówiąc już o prognozach na przyszłość zakładających dla źródeł odnawialnych warunków finansowania typowych jak w przypadku elektrowni jądrowych). Porównanie to budzi wątpliwości. Jeśli bowiem przedłużenie okresu eksploatacji elektrowni jądrowych miałooby doprowadzić do „pokonania” źródeł odnawialnych przed 2040 rokiem, dlaczego miałyby one potrzebować dotacji i dlaczego nie wszyscy operatorzy są gotowi zainwestować w ten proces własne środki? W rzeczywistości, wiele reaktorów, zwłaszcza w USA, nie jest w stanie pokonać nowych źródeł odnawialnych w codziennej konkurencji rynkowej i są one zamykane na jedną lub więcej dekad przed wygaśnięciem koncesji, chyba że zostaną dofinansowane nowymi dotacjami. Czy reaktory, które nie zostały jeszcze zmodernizowane, nie staną się jeszcze mniej konkurencyjne po obciążeniu ich kosztami doposażenia lub ulepszenia rzędu 0,5-1,1 mld dolarów? Czy ich rentowność nie ulegnie dalszemu pogorszeniu w miarę jak odnawialne źródła energii staną się tańsze, wiek elektrowni jądrowych wzrośnie, czas ich pracy ulegnie skróceniu (przez co koszty stałe zostaną rozłożone na mniejszą sprzedaż), zaś standardy bezpieczeństwa będą nadal wzrastać?

Nowe elektrownie słoneczne i wiatrowe, działające w oparciu o ceny rynkowe, ponoszące niemal wyłącznie koszty kapitałowe, czynią wyraźnie nieopłacalnymi koszty modernizacji i koszty operacyjne związane z wydłużeniem okresu eksploatacji elektrowni jądrowych. Dlaczego więc IEA stwierdza, że rezygnacja z wydłużenia okresu eksploatacji elektrowni jądrowych wymagać będzie dodatkowych inwestycji sięgających jednej trzeciej biliona dolarów (ponad jedna trzecia z nich wiązać ma się z rozbudową sieci na „mniej dostępnych obszarach”)¹²³? I dlaczego IEA jest tak bardzo zaniepokojona faktem, że w przypadku scenariusza rezygnacji z energii jądrowej, produkcja energii wiatrowej i słonecznej¹²⁴ w gospodarkach rozwiniętych wzrośnie tylko o jedną piątą powyżej scenariusza zrównoważonego rozwoju – przy czym wzrost ten jest trzykrotnie, a nie dwukrotnie szybszy niż w latach 2000-2017, a dodatkowo obie te wartości są znacznie poniżej prognoz rynkowych? Doskonali analitycy IEA mogą posiadać na to odpowiedź, jednak ich nieprzejrzysta analiza budzi wątpliwości. W związku z tym badamy następną, najbardziej podstawową i trudną do rozwiązania, choć często najmniej zauważalną, przyczynę braku konkurencyjności istniejących reaktorów: rutynowe koszty operacyjne, które według IEA „narażają większość elektrowni jądrowych w zaawansowanych gospodarkach... na ryzyko przedwczesnego zamknięcia”.

change?”, The Washington Post, 14 marca 2019 roku. W lipcu 2019 roku zaproponowano również mniej kontroli bezpieczeństwa, ogólniejsze opisy problemów i dalsze ograniczenie nadzoru nad bezpieczeństwem. Zob.: S. Cooke, “Safety: NRC Proposes Reduced Inspection Effort”, NIW, 19 lipca 2019 roku.

123 – Uwaga weryfikatora tłumaczenia Marcina Popkiewicza: wymuszanie budowy nowych sieci jest jedyną formą utrzymania źródeł wytwórczych dużej mocy (takich jak EJ). Źródła PV mają to do siebie, że buduje się je w miejscu potrzeb energetycznych, czyli unika się potężnych nakładów na sieci i związanych z tym kosztów przesyłu – łącznie z amortyzacją tych sieci.

124 – IEA, „Nuclear power in a clean energy system” ..., op. cit., s. 63 – wykorzystuje domyślne współczynniki wydajności wynoszące 25% dla produkcji energii wiatrowej i słonecznej. Dla porównania, rzeczywiste średnie amerykańskie za 2018 rok wynosiły 37,4% – dla energii wiatrowej, 26,1% – dla fotowoltaiki i 23,6% – dla termicznej energii słonecznej, w porównaniu z 73,3% – dla gazu wysypiskowego i stałych odpadów komunalnych, 49,3% – dla innej biomasy, w tym drewna, i 77,3% – dla energii geotermalnej; zob. U.S.EIA, „Electric Power Monthly-Table 6.7.B. Capacity Factors for Utility Scale Generators Not Primarily Using Fossil Fuels, January 2013-May 2019”, 24 lipca 2019 roku, www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.php?t=epmt_6_07_b.

Koszty eksploatacji istniejących elektrowni jądrowych

Nawet te reaktory, w których już zrealizowano inwestycje związane z przedłużeniem okresu eksploatacji i poprawą bezpieczeństwa lub te, które zostały zwolnione przez regulatora z obowiązku realizacji takich inwestycji, i w przypadku których pierwotne koszty budowy zostały już zamortyzowane, nadal muszą ponosić normalne koszty eksploatacji. Kiedyś uznawane za tak niewielkie, że nie warte dyskusji, teraz – w gros przypadkach stają się dla wielu instalacji poważną przeszkodą utrudniającą opłacalne funkcjonowanie (dzieje się tak dlatego, że w miarę starzenia się reaktorów, rośnie częstotliwość i koszt poważnych napraw). Roczne straty, o których donosił Bloomberg w czerwcu 2017 roku¹²⁵, wynoszące 2,9 mld USD, rozłożone na 54 GW (ponad połowa amerykańskich mocy zainstalowanych w elektrowniach jądrowych), są prawdopodobnie nie do utrzymania dla jednostek, które nie zostały jeszcze wycofane lub na kilka lat uratowane dzięki bezpośrednim dotacjom. Dane dotyczące kosztów eksploatacji tych inwestycji są często objęte tajemnicami handlowymi, jednak statystyki zagregowane ujawniają zasadniczą nierentowność wskazanych realizacji na tle większości inwestycji w nowoczesne źródła odnawialne pod względem efektywności energetycznej.

Należy też mieć na uwadze, że oszacowany tu „całkowity koszt wytworzenia” nie obejmuje początkowych kosztów budowy oraz finansowania elektrowni jądrowych, i ma zastosowanie wyłącznie do późniejszej ich eksploatacji. Na wielkość „całkowitego kosztu wytworzenia” składają się trzy składowe: paliwo (w tym zarządzanie odpadami i rezerwy na likwidację), eksploatacja i utrzymanie („O&M”, w tym normalne koszty prowadzenia działalności gospodarczej, takie jak podatki i ubezpieczenie), oraz zwiększenie kapitału netto (inwestycje po zakończeniu budowy w naprawy, podwyższenie mocy lub modernizację systemów bezpieczeństwa, które są na tyle duże, że podlegają kapitalizacji, a nie są ujęte w wydatkach; są one rzadko zgłaszane i często pomijane. Granica pomiędzy nimi a stałymi kosztami O&M jest dość płynna, a suma tych dwóch kosztów rośnie nieliniowo wraz z wiekiem instalacji). Zamknięte elektrownie nie ponoszą już tych kosztów.

Stany Zjednoczone

Instytut Energii Jądrowej (NEI), wiodąca grupa branżowa w USA, w trzyletnich średnich rocznych zestawieniach podsumował autorską kompilację łącznych kosztów wytwarzania energii elektrycznej, opracowaną przez *Electric Utility Cost Group* (EUCG). Nie jest dostępna dokładna lista jednostek, które są w tym zestawieniu ujęte, zatem nie wiadomo też, czy jakieś działające jednostki nie zostały w niej uwzględnione, ani na jakim etapie, mający problemy lub wycofany blok, jest usuwany z bazy danych. Niemniej, ogólny obraz sytuacji jest jasny, jak pokazano w tabeli 4.

Jak ewoluują przedstawione powyżej koszty eksploatacji elektrowni jądrowych? Tabela 5 pokazuje zestawione przez tych samych analityków z EUCG średnie koszty wytworzenia, z podziałem na kategorie i lata (USD₂₀₁₇/MWh u źródła)¹²⁶.

125 – Jim Polson, “More Than Half of America’s Nuclear Reactors Are Losing Money”, Bloomberg, 14 czerwca 2017 roku, www.bloomberg.com/news/articles/2017-06-14/half-of-america-s-nuclear-power-plants-seen-as-money-losers.

126 – NEI, “Nuclear by the numbers”, marzec 2019 roku, <https://nei.org/CorporateSite/media/filefolder/resources/fact-sheets/nuclear-by-the-numbers.pdf>, dane za 2018 rok z edycji z kwietnia 2019 roku, przeliczone na USD z 2017 roku z wykorzystaniem deflatora cen PKB; poprzednie dane z edycji z kwietnia 2018 roku; IEA, “Nuclear power in a clean energy system” ..., op. cit., s. 34, w mylący sposób zrównują koszty zmienne z kosztem paliwa, pomijając zmienne koszty O&M.

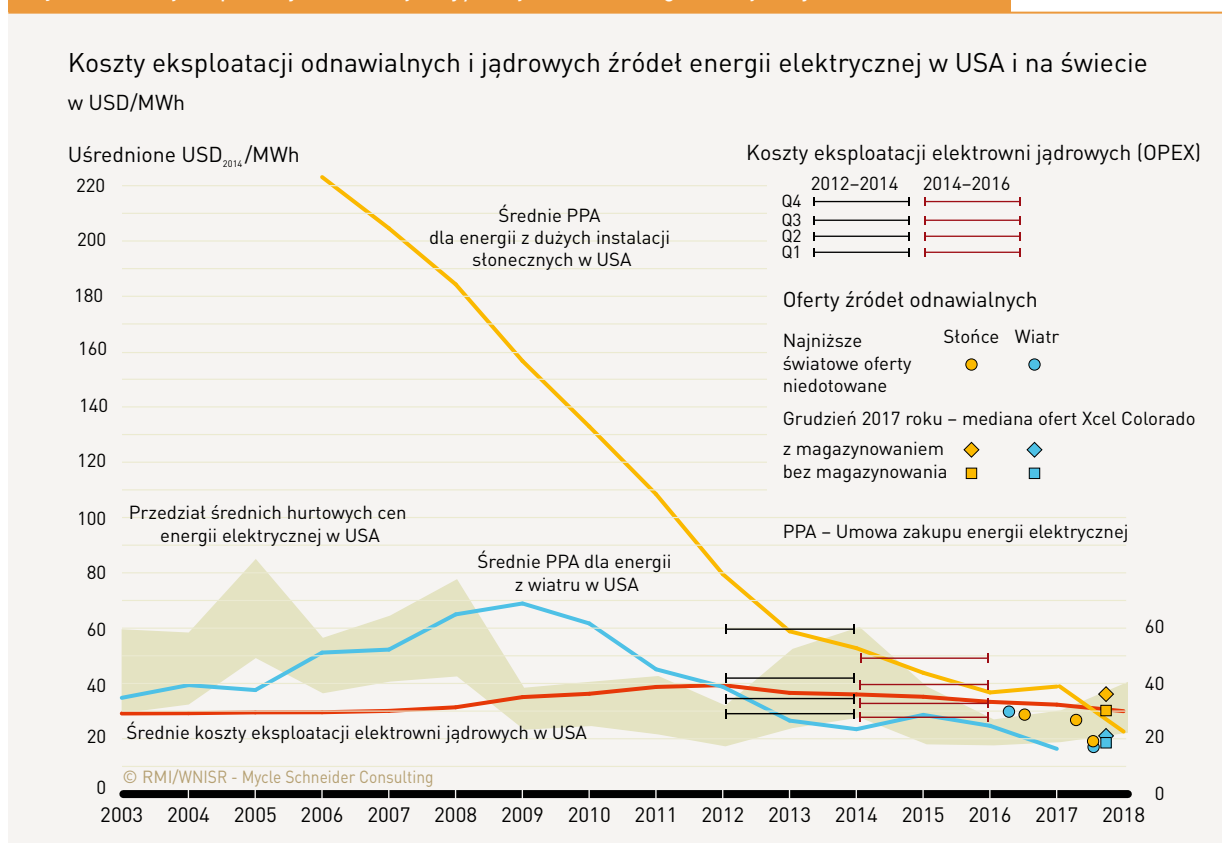
Tabela 4 | Średni koszt wytworzenia energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych w Stanach Zjednoczonych (w rozbiciu na kwartyle) w latach 2012–2016

USD ₂₀₁₇ /MWh u źródła	2012–14	2013–15	2014–16
Kwartyl 1	30,26	29,78	28,81
Kwartyl 2	35,50	34,97	34,40
Kwartyl 3	43,51	41,72	40,69
Kwartyl 4	62,17	55,42	51,57

Uwaga: Każdy kwartyl zawiera około 25 reaktorów

Źródło: Nuclear Energy Institute, komunikacja osobista do Amory B. Lovins, 26 lipca 2018 roku.

Rys. 33 | Koszty eksploatacji odnawialnych i jądrowych źródeł energii elektrycznej w USA i na świecie



Źródła: różne zebrane przez Amory Lovins, Rocky Mountain Institute, 2019¹²⁷.

Uwaga: PPA dla energii wiatrowej i słonecznej: średnie ważone wolumenem generacji ceny z Umów zakupu energii elektrycznej (PPA), według roku podpisania. Koszty eksploatacji elektrowni jądrowej: koszty paliwa, eksploatacji i utrzymania oraz zwiększenie kapitału netto (NCA), średnie i kwartyle, zob.: Tabela 20 i Tabela 21.

127 – Aktualizowane do czerwca 2018 roku włącznie; sierpień 2019 roku – dane laboratorium Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL) pokazują PPA dla źródeł wiatrowych poniżej 20 USD oraz ich dalszy trend spadkowy. Oferty źródeł słonecznych: Chile (29,1 USD/MWh, sierpień 2016 roku) oraz Meksyk (27 USD/MWh, lipiec 2017 roku; 19,2 USD/MWh, listopad 2017 roku). Oferty źródeł wiatrowych na świecie: Maroko (styczeń 2016 roku), Meksyk (17 USD/MWh, listopad 2017 roku), Xcel Energy grudzień 2017 roku; mediana uśrednionych ofert słonecznych: 36 USD/MWh z magazynowaniem i bez – oferty wiatrowe 21 USD/MWh i 18 USD/MWh z magazynowaniem i bez USA PPA wiatrowe i słoneczne: LBNL Przedział cen hurtowych: Wykonana przez RMI analiza cen, taryf i aukcji BNEF, US Power & Fuels z subskrybenckiej bazy danych. Koszty eksploatacji elektrowni jądrowych: NEI, “Nuclear by the Numbers”, kwiecień 2018 roku, oraz kwiecień 2019 (dla danych za rok 2018) z wykorzystaniem danych Electric Utility Cost Group, przeliczone na USD₂₀₁₄ przy pomocy deflatora cen PKB (GDP – *Implicit Price Deflator*).

Rysunek 33 przedstawia całkowite koszty wytwarzania energii elektrycznej przez elektrownie jądrowe, w porównaniu z kosztami konkurencji w latach 2003-2018. Widać, że chociaż średnie koszty eksploatacji elektrowni jądrowych w Stanach Zjednoczonych spadły od 2012 roku – zwłaszcza w najbardziej kosztownym kwartyle, kiedy to najbardziej zagrożone jednostki zaczęły wycofywać z eksploatacji – jeszcze szybciej spadały średnie ceny hurtowe przy długoterminowych umowach zakupu energii elektrycznej (PPA), zarówno dla nowej energii wiatrowej (niebieska krzywa), jak i nowych dużych instalacji słonecznych (krzywa złota). Tym samym większość eksploatowanych reaktorów oraz średnie koszty eksploatacji elektrowni jądrowych w USA w 2018 roku (czerwona krzywa) stają się mniej konkurencyjne o ok. 10 USD/MWh w stosunku do tych właśnie odnawialnych źródeł energii (w tym, do energii wiatrowej z magazynowaniem – niebieski romb), a nawet w stosunku do najlepszych niesubsydiowanych międzynarodowych cen energii odnawialnej (niebieskie i złote kropki), nie mówiąc już o często tańszych rozwiązaniach w zakresie efektywności energetycznej. Koszty eksploatacji, w przypadku czterdziestoletniej floty amerykańskich elektrowni jądrowych, prawdopodobnie mają ograniczone możliwości dalszego spadku, natomiast koszty odnawialnych źródeł energii będą spadać dalej; są jak szybko poruszający się cel, którego elektrownie jądrowe już raczej nie dogonią.

Tabela 5 | Średnie koszty wytwarzania energii jądrowej w Stanach Zjednoczonych (wg kategorii)

USD ₂₀₁₇ / kWh ze źródła	Paliwo	Eksploatacja i utrzymanie	Zwiększenie kapitału netto	Łącznie
2012	7,77	11,21	22,37	41,35
2013	8,01	8,49	21,67	38,17
2014	7,47	8,47	21,67	37,60
2015	7,10	8,24	21,56	36,91
2016	6,90	6,89	20,87	34,65
2017	6,45	6,66	20,50	33,61
2018	5,86	6,01	19,30	31,17

Źródło: Nuclear Energy Institute, "Nuclear by the Numbers," 2018 oraz 2019.

Francja

W drugiej, pod względem ilości reaktorów na świecie, u największego na świecie operatora jądrowego, Électricité de France (EDF), za standardową cenę do 100 TWh/r energii elektrycznej z w pełni zamortyzowanych elektrowni jądrowych, co odpowiada około jednej czwartej dotychczasowej produkcji całego zbioru (ARENH¹²⁸), ustalono od roku 2012 cenę na poziomie 42 EUR/MWh¹²⁹ (55,5 USD₂₀₁₂/MWh). Państwowy Trybunał Obrachunkowy (Cour des Comptes) oszacował średnie koszty wytwarzania energii jądrowej¹³⁰ na poziomie 54 EUR₂₀₁₉/MWh (60,6 USD₂₀₁₉/

128 – ARENH = accès régulé à l'énergie nucléaire historique, regulowany dostęp do istniejącej energii jądrowej

129 – Commission de Régulation de l'Énergie, "ARENH", bez daty (po francusku), <https://www.cre.fr/Pages-annexes/Glossaire/ARENH> [dostęp: 18.07.2019].

130 – Przeliczone na EUR/USD₂₀₁₉ przez autorów *Raportu WNISR*.

MWh) na rok 2010¹³¹, 63 EUR₂₀₁₉/MWh (70,7 USD/MWh) na rok 2013¹³², i 66 EUR₂₀₁₉/MWh (74 USD/MWh) na drugą połowę roku 2014¹³³; ta 22-procentowa podwyżka wynikała z wyższych kosztów utrzymania elektrowni, w tym zwiększenia kapitału netto w następstwie zaostorzonych standardów bezpieczeństwa po katastrofie w Fukushima. Jednakże Trybunał Obrachunkowy podkreślił w swoim rocznym raporcie publicznym za 2016 rok¹³⁴, że koszty te są jeszcze bardziej podatne na potencjalny spadek produkcji. Dokładnie tak się stało, gdy produkcja zmalała o 9%: z 417 TWh w 2015 roku do 379 TWh w roku 2017 a w 2018 roku – nieznacznie wzrosła do 393 TWh.

Romain Zissler, pracownik naukowy Instytutu Energii Odnawialnej w Tokio, oszacował francuskie koszty operacyjne w 2017 roku na 81 EUR₂₀₁₉/MWh (91 USD/MWh), w oparciu o niższy poziom produkcji¹³⁵. Opublikowane na europejskiej giełdzie energii elektrycznej (EPEX) ceny wobec obciążenia podstawowego sugerują, że wiele francuskich reaktorów ponosi straty finansowe. Wspomniane koszty eksploatacji elektrowni jądrowych to mniej niż połowa realnych kosztów budowy nowych obiektów, aczkolwiek i tak są one kilkakrotnie większe niż konkurencyjne koszty związane z nowymi źródłami odnawialnymi. W drugiej połowie 2018 roku BNEF wycenił niedotowaną lądową energię wiatrową we Francji na 67 USD/MWh, a słoneczną na 59 USD/MWh¹³⁶, stawiając już teraz pod silną presją niezamortyzowane elektrownie jądrowe, a wkrótce także jednostki zamortyzowane. Nic dziwnego, że francuska Agencja Środowiska i Zarządzania Energią w październiku 2018 roku stwierdziła¹³⁷: „Z ekonomicznego punktu widzenia, rozwój technologii jądrowych nowej generacji nie byłby konkurencyjny dla francuskiego systemu elektroenergetycznego” – nawet przy zakładanym koszcie produkcji na „hipotetycznym poziomie 70 €/MWh” (79,5 USD/MWh).

Niemcy

Szczegółowe koszty eksploatacji niemieckich reaktorów nie są łatwo dostępne, ale zastosowanie ogólnych założeń Komisji Europejskiej na 2018 rok¹³⁸ – w odniesieniu do siedmiu działających reaktorów w tym kraju, sugeruje orientacyjną wartość dla 2020 roku (prawdopodobnie poniżej wartości uśrednionej) na poziomie 22,5 EUR₂₀₁₃/MWh (31 USD₂₀₁₃/MWh) tylko dla O&M, plus paliwo i prawdopodobnie plus zwiększenie kapitału netto. Nie wydaje się, by wynikająca z powyższego suma była trwale konkurencyjna w stosunku do nowoczesnych źródeł odnawialnych.

131 – Cour des Comptes, „Koszty sektora energetyki jądrowej”, informacja prasowa, 8 lutego 2012 roku, https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/EzPublish/Costs_nuclear_power_sector_press_release.pdf [dostęp: 18.07.2019].

132 – Cour des Comptes, „Le coût de production de l'électricité nucléaire – Actualisation 2014”, Communication à la Commission d'Enquête de l'Assemblée Nationale, maj 2014 roku (po francusku), https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/EzPublish/20140527_rapport_cout_production_electricite_nucleaire.pdf [dostęp: 18.07.2019].

133 – Cour des Comptes, „Le Rapport Public Annuel 2016–Tome I: Les Observations”, luty 2016 roku (po francusku), <https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/EzPublish/RPA2016-Tome-1-integral.pdf> [dostęp: 18.07.2019].

134 – Ibidem.

135 – Romain Zissler et al., „The Rise of Renewable Energy and Fall of Nuclear Power–Competition of Low Carbon Technologies”, Renewable Energy Institute, 6 lutego 2019 roku, www.renewable-ei.org/en/activities/reports/20190206.php.

136 – Ibidem.

137 – Oryginał francuski: „D'un point de vue économique, le développement d'une filière nucléaire de nouvelle génération ne serait pas compétitif pour le système électrique français”, zobacz ADEME, „Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060”, październik 2018 roku.

138 – P. Capros, E. Dimopoulou et al., „Technology pathways in decarbonisation scenarios”, ASSET, raport zamówiony przez Komisję Europejską, Dyrekcję Generalną ds. Energii, lipiec 2018 roku, opracowane przez Leonard Göke, TU-Berlin, s. 45–47, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2018_06_27/technology_pathways_-_final-reportmain2.pdf. Raport nie precyzuje, z którego roku waluty Euro używa, ale autorzy gromadzili dane na formularzach (s. 54–55), na których widniało określenie EUR₂₀₁₃, tak jak w poprzedniej (2016) prognozie KE.

Szwecja

Szwedzkie koszty eksploatacji energetyki jądrowej zostały oszacowane w 2016 roku przez szefa produkcji Vattenfall – na 250 SEK/MWh (29 USD₂₀₁₆/MWh), bez uwzględnienia jednak obowiązującego wówczas podatku od eksploatacji energetyki jądrowej, wynoszącego 70 SEK/MWh (8 USD₂₀₁₆/MWh) – powyżej typowej hurtowej ceny energii elektrycznej 220 SEK/MWh (26 USD₂₀₁₆/MWh)¹³⁹, której wzrostu w ciągu najbliższych 5-10 lat nie należy się spodziewać¹⁴⁰. Ponieważ koszty operacyjne miały trwale przewyższać dochody, menedżer Vattenfall doszedł do następującego wniosku: „Energia jądrowa ma kłopoty. Rentowność musi ulec poprawie”. Reaktory Ringhals-1 i -2 są zatem zamykane; Oskarshamn-1 i -2 oraz Barsebäck-1 i -2 – zostały już zamknięte.

Japonia

Japonia posiadała kiedyś trzecią co do wielkości liczbę elektrowni jądrowych na świecie, ale po katastrofie w Fukushima Daiichi w 2011 roku, wszystkie 54 jednostki zostały wyłączone do 2014 roku, i od tego czasu każdego roku energetyka słoneczna produkuje w tym kraju więcej energii niż jądrowa. Do 2018 roku, po ponownym uruchomieniu reaktorów, dziewięć działających bloków jądrowych wytworzyło około 50 TWh – co stanowi o 243 TWh mniej niż w 2010 roku. Około 75% tej luki zostało pokrytych z oszczędności energii i w wyniku wzrostu udziału energii ze źródeł odnawialnych; a uwzględniając wzrost gospodarczy (tak aby nie umniejszać roli poprawy efektywności) – odsetek ten plasuje się nawet na poziomie 82%¹⁴¹. Dzieje się tak pomimo wielostronnych wysiłków Japończyków w kierunku kontrolowania ekspansji energii słonecznej i tłumienia wzrostu udziału energii wiatrowej – system ten cennie podsumowano jako „połączenie barier w dostępie do sieci, niekorzystnego traktowania po podłączeniu, trudnych wymogów technicznych i żmudnych, a nieskutecznych przepisów dotyczących ochrony środowiska”¹⁴², podnosząc koszty energii odnawialnej do poziomu wielokrotnie wyższego niż międzynarodowy. W ten sposób ponad cztery piąte japońskiego rynku, obsługiwanego wcześniej przez energię jądrową, już zniknęło. Gdyby Japonia nie wprowadziła zasady „muszą działać” dla bloków jądrowych i jednocześnie zaczęła wykorzystywać odnawialne źródła energii zgodnie z ich zaletami, produkcja energii ze źródeł kopalnych zostałaby w dużej mierze wypchnięta; proces ten byłby, z jednej strony – zdeterminowany przez działania na rzecz efektywności energetycznej, a z drugiej – przez odnawialne źródła energii. Jednak czy wznowienie produkcji energii jądrowej jest w ogóle opłacalne? To wiedzą tylko właściciele tych instalacji; jednakże sceptycyzm w tym względzie wydaje się być uzasadniony.

Opracowanie dokonane przez rząd japoński w 2015 roku¹⁴³ szacuje średnie koszty eksploatacji energii jądrowej w 2014 roku na 1 500 ¥/MWh (12,6 USD₂₀₁₅/MWh) za paliwo wraz z przerobem

139 – Torbjörn Wahlborg, “Swedish nuclear power–Present status and outlook”, Vattenfall, 3 marca 2016 roku, <https://wecfinland.fi/wp-content/uploads/2016/01/2016-03-03-Vattenfall-and-Fingrid-Final.pdf>.

140 – WNN, “Vattenfall seeks to return reactors to profitability”, 8 stycznia 2016 roku, www.world-nuclear-news.org/Articles/Vattenfall-seeks-to-return-reactors-to-profitability. W rzeczywistości ceny jednak wzrosły.

141 – Prof. Kenichi Oshima, komunikacja osobista z Amory B. Lovins, 20 lipca 2019 roku oraz 1, 3 i 7 sierpnia 2019 roku; także uaktualnienie nt. 2018 roku, pochodzące od starszego badacza z REI, Romaina Zisslera, komunikacja osobista z Amory B. Lovins, 4 lipca 2019 roku.

142 – Tomas Käberger, Romain Zissler, “Solar PV cheaper than LNG-power in Japan makes massive deployment possible”, Renewable Energy Institute, 26 maja 2017 roku, www.renewable-ei.org/en/activities/column/20170526.html. Spotkanie ekspertów REI z 2017 roku dokładnie przeanalizowało te polityki.

143 – Grupa Robocza ds. Analizy Kosztów Wytwarzania Energii, “Raport z analizy kosztów wytwarzania energii, itp. dla Podkomisji ds. Długoterminowej Prognozy Popytu i Podaży Energii”, Ministerstwo Gospodarki, Handlu i Przemysłu, tłumaczenie robocze, maj 2015 roku, www.meti.go.jp/english/press/2015/pdf/0716_01b.pdf.

paliwa wypalonego (*reprocessing*), 3 500 ¥/MWh (29,4 USD₂₀₁₅/MWh) – za O&M, oraz 400 ¥/MWh (3,4 USD₂₀₁₅/MWh) – za dodatkowe zabezpieczenia (modernizacje klasyfikowane jako zwiększenie kapitału netto). Łączna wartość 5 400 ¥/MWh (45,4 USD₂₀₁₅/MWh) nie obejmuje kolejnych 1 300 ¥/MWh (10,9 USD₂₀₁₅/MWh) – za instrumenty polityczne (takie jak opłata za lokalizację czy opłata Monju) oraz 300 ¥/MWh (2,5 USD₂₀₁₅/MWh) – z tytułu „kosztów działań zabezpieczających przed ryzykiem wypadku nuklearnego” (przy założeniu wczesnych kosztów zdarzenia w Fukushima, o połowę niższych wobec obecnych szacunków).

Zestawienie zawierające 82 pozycje kosztów eksploatacji elektrowni jądrowych, wykazanych w sprawozdaniach finansowych dziewięciu japońskich elektrowni jądrowych za lata 2001-2018¹⁴⁴, jest generalnie spójne, podając średnio 6 350 ¥/MWh (w nominalnych JPY)¹⁴⁵ w latach 2001-2010. Nie jest jednak jasne, czy obejmuje ono wszystkie zwiększenia kapitału netto, niemniej jednak łączna wartość, ponad 52 USD₂₀₁₅/MWh – jest podobna do kosztów eksploatacji dla najbardziej kosztownego kwartyla reaktorów amerykańskich, ukazanych w tabeli 5. Po wypadku w Fukushima Daiichi, który rozpoczął się w 2011 roku, japońskie koszty eksploatacji reaktorów jądrowych wzrosły do wartości astronomicznych, ze względu na niską lub zerową produkcję, a następnie w 2018 roku – spadły do wciąż ogromnej wartości 2 500 ¥/MWh (225 USD₂₀₁₈/MWh). Teoretycznie, mogłyby wrócić do poziomu sprzed Fukushima, czyli 6 000 ¥/MWh (56 USD/MWh), gdyby udział energii jądrowej wytwarzanej w Japonii, w całkowitej produkcji energii elektrycznej wzrósł z 6% w 2018 roku – do około 30%, jak przed Fukushima. Tak się jednak nie stanie, ponieważ około połowa jednostek jądrowych została już porzucona, a wiele nowych trwałych kosztów zostało przerzuconych na pozostałe bloki. Im więcej jednostek zostanie wycofanych z użytku, tym mniej tego obciążenia pozostanie do podziału – chociaż rząd pewnie i tak znajdzie sposób, aby przerzucić je na wszystkich odbiorców energii elektrycznej i podatników.

Wiodący japońscy eksperci również uważają te szacunki kosztów za ostrożne i zwracają uwagę, że japońskie przedsiębiorstwa energetyczne zdecydowały się zamknąć w latach 2015-2019 (do kwietnia 2019 roku) aż 12 reaktorów o łącznej mocy prawie 7 GW, ponieważ koszty związane z modernizacją systemów bezpieczeństwa zostały oficjalnie oszacowane na kwotę zaledwie 60 mld ¥ (0,5 mld USD₂₀₁₇) na jeden reaktor, co odpowiada kwocie 600 ¥/MWh lub ~5 USD/MWh¹⁴⁶. Jak można było oczekiwać, japoński raport z połowy 2019 roku¹⁴⁷, oparty na ankietach dziesięciu właścicieli elektrowni jądrowych, pięciokrotnie zwiększył koszty związane z poprawą bezpieczeństwa – z 0,9 bln ¥ do 4,8 bln ¥ (co odpowiada przedziałowi od 8,32 mld USD do 44,2 mld USD) – przyjmując wartość rzędu 1-1,5 mld USD na reaktor.

I odwrotnie, w tym samym badaniu rządowym z 2015 roku założono, że koszty energii słonecznej z instalacji przemysłowych, wynoszące w 2014 roku 24 200 ¥/MWh (200 USD₂₀₁₅/MWh), w 2030 roku osiągną ~14 000 ¥/MWh (120 USD₂₀₁₅/MWh), natomiast koszt lądowej energii wiatrowej spadnie z 21 600 ¥ do ~18 000 ¥/MWh (ze 180 USD₂₀₁₅ do ~150 USD₂₀₁₅/MWh); japońscy deweloperzy owe wartości, podkreślmy: prognozowane na 2030 rok, osiągnęli już w 2019 roku. Wskazane ceny są zresztą wielokrotnie wyższe od niedawnych niedotowanych ofert międzynarodowych, które obecnie kształtują się poniżej 20 USD/MWh lub 2 100 ¥/MWh dla obu technologii, w strefach o zasobach niewiele gorszych od japońskich (rys. 33 oraz rozdział „Energia

144 – Korzystając z danych za lata obrachunkowe od kwietnia do marca, Prof. Kenichi Oshima, komunikacja osobista z Amory B. Lovins, 1, 3 i 7 sierpnia 2019 roku.

145 – Biorąc pod uwagę dużą fluktuację kursu wymiany w tym okresie, podanie wartości w USD nic by nie wniosło.

146 – Romain Zissler, “The Beginning of the End for Nuclear Power in France”, Renewable Energy Institute, 16 listopada 2017 roku, www.renewable-ei.org/en/activities/column/20171116.html.

147 – Suguru Kurimoto, “Nuclear safety costs in Japan surge to staggering heights”, Nikkei Asian Review, 9 lipca 2019 roku, <https://asia.nikkei.com/Business/Energy/Nuclear-safety-costs-in-Japan-surge-to-staggering-heights>.

jądrowa a odnawialne źródła energii”). Tak więc nawet koszty eksploatacji elektrowni jądrowych sprzed Fukushima, nie mówiąc już o znacznie wyższych kosztach po Fukushima, mogą być korzystniejsze od sztucznie zawyżonych cen energii odnawialnej w Japonii w 2019 roku, choć przegrałyby z konkurencyjnymi kosztami na świecie.

Wydaje się zatem, że średnie japońskie koszty eksploatacji elektrowni jądrowych są tak niekonkurencyjne w stosunku do energetyki słonecznej i wiatrowej działających bez ograniczeń, że wbrew rządowemu *Podstawowemu planowi energetycznemu na 2019 rok*, szeroko zakrojone ponowne uruchomienia elektrowni jądrowych wymagałyby silnego zahamowania rozwoju energetyki odnawialnej w Japonii oraz odwrócenia obecnej polityki wspierania wolnej konkurencji na zliberalizowanych rynkach energii. Porównanie to nie uwzględnia dalszych napraw i modernizacji, które prawdopodobnie będą potrzebne do ponownego uruchomienia wielu elektrowni, które pozostawały zamknięte przez lata, i zakłada, że reaktywowane jednostki działałyby niezawodnie przez kolejne dziesięciolecia bez znaczących zakłóceń.

Korea Południowa

Mimo, że koszty operacyjne wytworzenia energii jądrowej w Korei nie są przejrzyste, internetowa baza danych EPSIS¹⁴⁸ przedstawia regulowane ceny rozliczeniowe, które elektrownie jądrowe osiągają na koreańskiej giełdzie energii. **Wynikają one nie z konkurencji, lecz z rocznych przeglądów kosztów stałych i comiesięcznych przeglądów kosztów paliwa, dokonywanych przez Komitet ds. Oceny Kosztów Wytwarzania składający się głównie z zainteresowanych stron, w oparciu o oświadczenia wytwórców.** Odnosząc się do nominalnego dolara amerykańskiego (bez uwzględnienia inflacji), ceny energii jądrowej Korei utrzymywały się na stałym poziomie – ok. 34 USD/MWh w latach 2001-2013, po czym w 2016 roku wzrosły do 59 USD/MWh, a następnie ponownie nieznacznie spadły – do 54 USD/MWh. Ceny te obejmują koszty paliwa, które wzrosły z około 2,8 USD/MWh przed rokiem 2010 do 5 USD/MWh w 2018 roku. Dane dotyczące kosztów O&M oraz zwiększenia kapitału netto nie są dostępne. Po odjęciu podanej opłaty za moc¹⁴⁹: 9,15-10,07 KRW (7,9-8,7 USD/MWh) od całkowitej kwoty 54 USD/MWh w 2018 roku wydaje się, że regulowane wydatki z tytułu kosztów operacyjnych wytworzenia energii jądrowej w Korei mogą wynosić około 45 USD/MWh – jest to wystarczająco dużo, aby kwestionować konkurencyjność elektrowni jądrowych wobec odnawialnych źródeł energii, a już na pewno wobec kosztów działań zwiększających efektywność energetyczną.

Jednak 45 USD/MWh to około 2,5 raza więcej niż koszty eksploatacji zgłoszone przez urzędników południowokoreańskich do Agencji Energii Jądrowej OECD (NEA)¹⁵⁰ jako 18,2 USD/MWh^{151,152}. Tak więc w Korei Południowej koszty eksploatacji elektrowni jądrowych **nie są**

148 – KPX, “EPSIS–Settlement > by Fuel Type”, niedatowany, <http://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/selectEkmaStmBftChart.do?menuId=050601&locale=eng>.

149 – Joonki Yi, Chin Pyo Park, “Electricity Regulation in South Korea”, Bae, Kim & Lee LLC, 26 marca 2019 roku, www.lexology.com/library/detail.aspx?g=4a7f6594-b6b4-4249-a928-a0e02ed683e5.

150 – IEA/NEA, “Projected Costs of Generating Electricity 2015” ..., op. cit.

151 – NEA twierdzi, że uśredniony koszt energii z atomu w Korei Południowej w 2015 roku wynosił 51,37 USD₂₀₁₃/MWh przy 10 stawce dyskontowej. Obejmuje on koszty paliwa i odpadów 8,58 USD/MWh, O&M – 9,65 USD/MWh (najwyraźniej są to wszystkie koszty zmienne, gdyż nie zależą od stawki dyskontowej), koszt modernizacji (najwyraźniej równy wartości zwiększenia kapitału netto) równy zero, oraz koszt likwidacji równy zero. Wartość ta nie wydaje się zawierać rezerwy na fundusz odszkodowawczy (ograniczone ubezpieczenie od wypadku), prawdopodobnie także nie zawiera kosztu utylizacji odpadów czy przedłużenia okresu eksploatacji.

152 – Vara Ha, “Nuclear Power Plant Policy Comparison between the U.S. and Republic of Korea”, International Development, Community and Environment (IDCE), Clark University, 17 maja 2016 roku, https://commons.clarku.edu/idce_masters_papers/17.

w całości zgłaszane, podobnie jak koszty budowy jednostek jądrowych w tym kraju, wskutek czego kilku naukowców uznało za niemożliwe do przeanalizowania¹⁵³; warto to przypominać, zwłaszcza w kontekście podawania niskich wartości tych przedsięwzięć.

Podobnie rzecz ma się w **Chinach**: istnieją dane dotyczące kosztów operacyjnych dla Chin, które dysponują obecnie trzecią co do wielkości flotą elektrowni jądrowych na świecie, oraz dla **Rosji**, dysponującej piątym co do wielkości zbiorem infrastruktury jądrowej, ale nie są one dostępne dla niezależnych analityków i uważa się je za niewiarygodne bez obszernych opublikowanych informacji uzupełniających.

Konsekwencje klimatyczne znaczących kosztów eksploatacji elektrowni jądrowych

Powyższe dowody wskazują, że zamknięcie wielu – być może większości – działających bloków jądrowych, nie przyniesie bezpośrednio oszczędności w zakresie emisji CO₂, ale pośrednio może zaoszczędzić więcej CO₂ niż zamknięcie elektrowni węglowej, *jeżeli większe kwoty zaoszczędzone na kosztach operacyjnych elektrowni jądrowej zostaną ponownie zainwestowane w poprawę efektywności energetycznej lub tanie nowoczesne źródła odnawialne, które z kolei zastąpią większą ilość energii wytwarzanej z paliw kopalnych*. Dlatego też zamykanie zarówno elektrowni węglowych, jak i kosztownych w eksploatacji elektrowni jądrowych (przy ponownym zainwestowaniu unikniętych kosztów operacyjnych i dotacji), ma sens. Po pierwsze dlatego, że pozwala bezpośrednio zmniejszyć emisję dwutlenku węgla, a po drugie z tego względu, że pozwala zaoszczędzić pieniądze, które, ponownie zainwestowane w skuteczne działania na rzecz klimatu, mogą przynieść dalsze ograniczenie emisji.



Zamykanie zarówno elektrowni węglowych, jak i kosztownych w eksploatacji elektrowni jądrowych ma sens.

W szczególności, jeśli popatrzymy na najnowsze amerykańskie dane (za lata 2014-2016), połowa działających w tym kraju reaktorów charakteryzowała się średnimi kosztami eksploatacji na poziomie powyżej 40 USD/MWh, a jedna czwarta powyżej 51 USD/MWh. Wszystkich tych wydatków można uniknąć, zamykając reaktory jądrowe¹⁵⁴. Podobnie można uniknąć nowych dotacji w wysokości miliardów dolarów, które mają skłonić właścicieli elektrowni do utrzymania ich w ruchu (np. 16,5 USD/MWh w stanie Illinois). Koszty, które uda się w ten sposób zaoszczędzić, mogą następnie zostać przesunięte, dobrowolnie – przez właściciela lub obligatoryjnie – przez organa regulacyjne, na bardziej efektywne pod względem ochrony klimatu inwestycje, które kosztują mniej, a tym samym pozwalają zaoszczędzić więcej dwutlenku węgla w przeliczeniu na dolara. Oto prosty przykład:

153 – Zob.: Inicjatywa Energetyczna MIT, “The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World” ..., op. cit., s. 34–35: „Największe obawy budzą dane na temat budów pochodzące z Chin i Korei Południowej, gdzie brak przejrzystości i szczegółów utrudnia kontrolę oraz weryfikację dostępnych szacunków kosztów. Na przykład, nie ma pewności co do kosztów budowy południowokoreańskiej elektrowni w Zjednoczonych Emiratach Arabskich, ponieważ podane koszty mogą nie obejmować wszystkich kosztów poniesionych przez właściciela...”, zob. także s. 223.

154 – Koszty likwidacji reaktora muszą i tak zostać poniesione, i rosną w miarę wydłużania się okresu eksploatacji. Wyższy poziom dyskontowania, z uwagi na późniejsze terminy, wpływa na wartości księgowe, ale nie na rzeczywiste koszty zasobów.

Jeżeli reaktor, którego eksploatacja kosztuje 50 USD/MWh (5 ¢/kWh) zostanie zamknięty, regulator może zażądać ponownego zainwestowania zaoszczędzonych kosztów operacyjnych (bez uwzględnienia wszelkich unikniętych dotacji) w projekty, które pomogą odbiorcom efektywniej wykorzystywać energię elektryczną. Jeśli inwestycja w efektywność energetyczną będzie obciążać przedsiębiorstwo energetyczne średnią kwotą 25 USD/MWh (2,5 ¢/kWh), oszczędność wyniesie 2 kWh na każdy niewytworzony kWh energii jądrowej, co pozwoli zaoszczędzić dwukrotnie więcej CO₂, a tym samym podwoi efektywność klimatyczną. Staranne wybieranie skutecznych rozwiązań za każdy 1¢/kWh mogłoby zwiększyć wskazane korzyści pięciokrotnie.

W ramach podanej ceny, odnawialne źródła energii mogłyby osiągnąć tyle samo i można je traktować zamiennie z poprawą efektywności; przy czym poprawa efektywności to wartość, która jest już dostarczana do odbiorcy, można tu więc uniknąć kosztów dostawy, wynoszących średnio ok. 41 USD/MWh. Nawet jeśli większość kosztów dostawy to koszty stałe, efektywność stanowi wartość dodaną dzięki uwolnieniu istniejących zasobów sieci na potrzeby obsługi nowych obciążeń, bez konieczności budowy większej liczby obiektów.

Argument odnoszący się do „klimatycznych kosztów alternatywnych”, bezpośrednio realizujący fundamentalne zasady ekonomii, był publikowany, jednak przez ponad dekadę ignorowano go; ostatnio został rozwinięty w *Electricity Journal*¹⁵⁵. Tymczasem branża jądrowa, podobnie jak prawie wszystkie opracowania finansowe i ekonomiczne (a obecnie IEA), opisuje niekonkurencyjność swojego produktu jako zawodność rynku – twierdzi, że rynek nie uznaje lub nie docenia właściwie niskoemisyjnego wytwarzania energii jądrowej. Coraz częściej podejmowane działania zaradcze – nowe, długoterminowe dotacje państwowe, dedykowane wyłącznie energii jądrowej, właściwie bez konieczności wykazywania potrzeby finansowej pomijają konkurencję, a często niemal jak pistoletem w postaci groźby zakłóceń dostaw przystawionym do głowy ustawodawców – nie tylko nie korygują zawodności rynku, ale wręcz ją tworzą. Jest to celowy i bezpośredni atak na rynki, które odrzucają energię jądrową na rzecz tańszych konkurentów.

Nowe subsydia obchodzące zasady rynkowe ograniczają konkurencję, spowalniają innowacje i niszczą starannie budowane przez dziesięciolecia, mechanizmy rynkowe, które kierują efektywnymi wyborami. Nowe dotacje „zniekształcają ceny w całej puli, wypychają konkurentów, zniechęcają nowych uczestników rynku, niszczą konkurencyjne kształtowanie cen, ograniczają przejrzystość, nagradzają niewłaściwe wpływy, wprowadzają uprzedzenia, wybierają zwycięzców i zapraszają do korupcji”¹⁵⁶. Dwóch nestorów regulacji energii elektrycznej przestrzegało, że takie celowe dotacje mogą „całkowicie zniszczyć amerykańskie rynki energii elektrycznej”¹⁵⁷,¹⁵⁸. Jest to wysoka cena za wyniki, które – lepszy, rynkowy sposób pozyskiwania zasobów o niskiej lub zerowej emisji dwutlenku węgla – mógłby łatwo przynieść, bez obciążania klientów lub podatników. Działanie to jest również inwazyjne i niepotrzebne. Jeżeli istniejące rynki są właściwie wykorzystywane, interwencja polityczna w celu ich obejścia nie jest ani potrzebna, ani

155 – Amory B. Lovins, “Do coal and nuclear generation deserve above-market prices?”, *The Electricity Journal* ..., op. cit., §2.

156 – Ibidem.

157 – Sąd Rejonowy Stanów Zjednoczonych dla Dystryktu Południowego Stanu Nowy Jork, “Raport ekspertów (Amicus Brief) Wooda i Bradforda”, Sprawa 1:16-cv-08164-VEC, Dok. 125-1, złożony 24 marca 2017 roku, opublikowany przez Tima Knaussa w: “NY nuclear subsidies kick in Saturday, but high-stakes legal challenge looms”, *Syracuse.com*, 27 marca 2017 roku, www.syracuse.com/news/index.ssf/2017/03/ny_nuclear_subsidies_kick_in_saturday_but_high-stakes_legal_challenge_looms.html.

158 – Uwaga weryfikatora tłumaczenia Marcina Popkiewicza: Efekt tych działań jest taki, że rynek (oparty o sieci) w ich rezultacie ulega samo destrukcji. Odbiorcy sami będą się odcinać od rynku (sieci) widząc tańszą, prostszą i czytelniejszą (prostsze rachunki i zasady korzystania z energii) alternatywę w samo zasilaniu. Aż dziw bierze, że systemowcy tego nie widzą!

właściwa. Wybitny emerytowany regulator energetyki zawodowej i energetyki jądrowej – Peter Bradford radzi:

Zamiast pozwalać politykom i regulatorom decydować na ślepo¹⁵⁹ o tym, ile energii jądrowej będziemy potrzebować, jak długo będziemy jej potrzebować oraz ile powinniśmy za nią płacić, powinniśmy dostosować nasze rynki energii tak, aby zaopatrywać się w potrzebną energię elektryczną o niskiej emisji dwutlenku węgla. Poza tym, możemy regulować poziom emisji tam, gdzie jest to konieczne. Powinniśmy zminimalizować obowiązek dalszego korzystania z istniejących elektrowni. Zamiast tego, nasze rynki energetyczne mogą nadać priorytet technologii niskoemisyjnej, tak jak pokazały, że są w stanie to zrobić w kwestii niezawodności i odpowiedzi popytowej¹⁶⁰.

Nowe dotacje dla energetyki jądrowej spowodowały zawirowania w polityce państwa, uwolniły zakłócenia federalnej regulacji sieci przesyłowych, odciągnęły podmioty rynkowe od wykonywania swojej pracy oraz zaszkodziły konkurencji, konkurentom, klientom i rynkom – aby osiągnąć jedynie niewielki efekt klimatyczny. Trzynaście reaktorów, które dotychczas uratowano, lub które prawdopodobnie zostaną uratowane za kilka lat, generuje kilka procent amerykańskiej energii elektrycznej, a ich produkcja będzie prawdopodobnie zbliżona do kilkuletniego wzrostu produkcji energii ze źródeł odnawialnych; gdyby do tego dopuszczono, niskoemisyjne źródła energii odnawialnej coraz mocniej wchodziłyby w tę samą przestrzeń rynkową (producenci energii wiatrowej ze Środkowego Zachodu skarżą się na blokowanie dostępu do sieci, w celu ochrony istniejących aktywów przed konkurencją). Wszelkie korzyści z takich działań dla klimatu są również tymczasowe, ponieważ nieustanny spadek cen energii ze źródeł odnawialnych ponownie podkopie koszty energii jądrowej.

Niejednokrotnie nie zauważa się, że klimat jest tylko najnowszym – z wielu argumentów przywoływanych na użytek klientów, aby zechcieli oni ponownie zapłacić za te same aktywa. Po raz pierwszy, kiedy stworzono przemysł jądrowy, zbudowano infrastrukturę paliwową, a reaktory sfinansowano z szerokiego wachlarza często nieprzejrzystych, opłacanych przez podatników dotacji federalnych, które równoważyły lub przewyższały koszty budowy elektrowni i przekraczały wartość ich produkcji¹⁶¹. Po raz drugi, funkcjonujące przez dziesięciolecia regulowane taryfy opłat za energię elektryczną pokryły wszystkie koszty budowy, finansowania i eksploatacji elektrowni, w tym uzasadniony i rozsądny zwrot z inwestycji. Po raz trzeci, kiedy właściele tacy jak Exelon ze stanu Illinois (największy amerykański operator jądrowy) domagali się utworzenia konkurencyjnych rynków hurtowych, na których spodziewali się wypracować większy zysk niż wynikało to z regulacji, klienci zwracali im „koszty przejściowe” (nadmierne koszty

159 – W oryginale odwołanie do starej amerykańskiej zabawy towarzyskiej, w której kilkoro dzieci ze zawiązanymi oczami, zakreślonych wcześniej dla utrudnienia im orientacji, próbuje przypiąć papierowy ogon do namalowanego na obrazku osła.

160 – Peter A. Bradford, “Wasting time: Subsidies, operating reactors, and melting ice”, Bulletin of the Atomic Scientists ..., op. cit.

161 – W 2011 roku, Doug Koplów oszacował je na ~0,8–4,6 US\$/kWh dla instalacji będących własnością udziałowców, oraz na 1,7–6,3 US\$/kWh dla państwowych firm energetycznych, z wyłączeniem istniejących dotacji w wysokości ~8,3 US\$/kWh, które służyły uruchomieniu amerykańskiego przemysłu jądrowego, zob.: Doug Koplów, “Nuclear Power: Still Not Viable Without Subsidies”, Earth Track Inc, Union of Concerned Scientists, luty 2011 roku, <http://www.ucsusa.org/nuclear-power/cost-nuclear-power/nuclear-power-subsidies-report> [dostęp: 30.08.2019]. Nowe amerykańskie elektrownie atomowe już otrzymują nieco wyższe dotacje federalne na eksploatację na kWh niż nowe amerykańskie farmy wiatrowe, a do tego znacznie wyższe dotacje kapitałowe (~5-12 US\$/kWh); nawet dotacje kapitałowe dla istniejących elektrowni atomowych często przewyższają uzyskiwane przez nie ceny hurtowe. Historycznie, energetyka jądrowa zawsze była znacznie wyżej dotowana w przeliczeniu na kWh niż energetyka odnawialna, zb.: Nancy Pfund, Ben Healey, “What Would Jefferson Do? – The Historical Role of Federal Subsidies in Shaping America’s Energy Future”, DBL Investors, wrzesień 2011 roku, http://i.bnet.com/blogs/dbl_energy_subsidies_paper.pdf, za Jeff Johnson, “Long History Of U.S. Energy Subsidies”, Chemical & Engineering News, t. 89, Nr 51, 19 grudnia 2011 roku, <https://cen.acs.org/articles/89/i51/Long-History-US-Energy-Subsidies.html> [dostęp: 19.07.2019].

kapitału) aktywów osieroconych o łącznej wartości 135 mld USD¹⁶², w większości – co najmniej 70 mld USD dotyczące elektrowni jądrowych. Następnie, gdy okazało się, że wiele elektrowni jądrowych i tak nie było w stanie konkurować na rynkach hurtowych, ich właściciele (raportując wysokie zyski na potrzeby Wall Street) domagali się i na ogół otrzymywali nowe, wielomiliardowe dotacje, aby nadal eksploatować posiadane zagrożone reaktory. Z kolei, gdy wniosek Exelona, skierowany do federalnych organów regulacyjnych o większe płatności za moce wytwórcze, został pozytywnie rozpatrzony – ponieważ wielu elektrowniom nie powiodło się na aukcjach, a dotacje państwowe zachwiały delikatną równowagę między regulacjami stanowymi a federalnymi, branża zainkasowała piątą serię dopłat.

Właściciele oczywiście starają się uzyskać jak największą kwotę, jak najwięcej razy za te same aktywa, i robią to z wielką wprawą, wykazując niezwykłą siłę polityczną. Kryzys klimatyczny oferuje im nowe możliwości zdobywania dopłat, pod warunkiem, że decydenci skupią się tylko na emisjach CO₂, a nie na rachunku ekonomicznym. Ale dlaczego rynki energii elektrycznej i ochrona klimatu miałyby dostać rykoszetem – ponieważ taki byłby praktyczny skutek eskalacji subwencji dla energii jądrowej? Jak można by osiągnąć uzgodniony cel ochrony klimatu za pomocą neutralnych technologicznie mechanizmów rynkowych, które pozwolą energii jądrowej w pełni, uczciwie konkurować z innymi rozwiązaniami?

PRAKTYCZNE ROZWIĄZANIA W ZAKRESIE EFEKTYWNOŚCI KLIMATYCZNEJ

Oczywistym i atrakcyjnym rozwiązaniem byłoby przeprowadzanie przez rynki energetyczne lub inne instytucje corocznej serii aukcji obejmujących wszystkie zasoby, w celu pozyskania ofert pozwalających na zmniejszenie emisji CO₂ po stronie popytu lub podaży. Connecticut utworzył już taką aukcję zasobów niskoemisyjnych, choć tylko po stronie podaży – to duże zaniedbanie, zważywszy, że jedna trzecia Stanów Zjednoczonych uwzględnia w zwykłych aukcjach, obejmujących wszystkie zasoby, także opcje popytowe, a niewykorzystany potencjał w zakresie efektywności energetycznej, czterokrotnie większy niż łączna produkcja amerykańskich elektrowni jądrowych, kosztuje mniej niż wynosi jedna trzecia średnich kosztów eksploatacji obiektów jądrowych w USA¹⁶³. Kalifornia również pozyskuje zasoby w ramach procedury przetargowej i planuje wykorzystanie tego mechanizmu do zastąpienia wycofywanych bloków jądrowych elektrowni Diablo Canyon innymi niskoemisyjnymi źródłami energii po najniższych kosztach.

162 – B.A. Holden, “Deregulation May Cost Electric Utilities US\$135 Billion Over 10 Years, Study Says”, The Wall Street Journal, 7 sierpnia 1995 roku, podsumowanie opracowania: P.B. Fremont & R.K. Hornstra, “Stranded Costs Will Threaten Credit Quality of U.S. Electrics”, Moody’s Investors Service Research, sierpień 1995 roku Szacunkowa wielkość 70 mld USD pochodzi z M.D. Yokell, D. Doyle & R. Koppe, “Stranded Nuclear Assets and What to Do About Them” – Prezentacja podczas DOE-NARUC Electricity Forum, kwiecień 1995 roku, za: Office of Coal, Nuclear, Electric and Alternate Fuels, “Changing Structure of the Electric Power Industry: An Update”, DOE/EIA-0562 (96), Department of Energy, U.S.EIA, grudzień 1996 roku, s. 79, które stwierdza, że koszty osierocone w branży jądrowej mogłyby się zmniejszyć do 43–63 mld USD, gdyby restrukturyzację zakończono odpowiednio do 1996 lub 2000 roku.

163 – Amory B. Lovins i Rocky Mountain Institute, “Reinventing Fire – Bold Business Solutions for the New Energy Era”, 2011 rok. Autorzy ustalili, że “efektywne korzystanie z energii przez odbiorców końcowych, z wykorzystaniem technologii dostępnych w 2010 roku wprowadzanych w rozsądnym tempie, mogłoby do roku 2050 czterokrotnie zwiększyć efektywność wykorzystania energii elektrycznej przez odbiorców końcowych w porównaniu z poziomem z rokiem 2010, przy przeciętnym uśrednionym koszcie technologii USD₂₀₁₇ 0.72¢/kWh, tj. <1¢, wliczając w to zwykłe koszty transakcyjne”; zob.: Amory B. Lovins, “Response to D. Murphy & M. Berkman, „Efficiency and nuclear energy: Complements, not competitors, for a low-carbon future”, Electricity Journal, Volume 30, Issue 8, październik 2017 roku, <https://doi.org/10.1016/j.tej.2017.09.012>.



Niewykorzystany potencjał w zakresie efektywności energetycznej, czterokrotnie większy niż łączna produkcja amerykańskich elektrowni jądrowych, kosztuje mniej niż wynosi jedna trzecia średnich kosztów eksploatacji obiektów jądrowych w USA.

Pracujące nieprzerwanie źródła jądrowe mogłyby początkowo wygrywać takie aukcje, być może przez rok lub dwa – aż do czasu pojawienia się nowych tańszych rozwiązań w zakresie efektywności energetycznej i odnawialnych źródeł energii (opóźnienie o praktycznie żadnych lub nawet korzystnych skutkach klimatycznych, jak wyjaśniono poniżej), ale ostatecznie to rynek, a nie ustawodawca, wybierałby najtańsze sposoby uniknięcia jak największej ilości emisji CO₂ w danym czasie.

Innym rozsądnym, z ekonomicznego punktu widzenia, sposobem na umożliwienie zasobom niskoemisyjnym uczciwego konkutowania z elektrowniami wykorzystującymi bloki gazowo-parowe, byłoby obliczanie przez uczestników rynku i regulatorów wartości rynkowej, zmienności cen paliw¹⁶⁴, przy porównywaniu źródeł energii zasilanych paliwami kopalnymi ze źródłami o stałej cenie – zwłaszcza z efektywnością energetyczną i odnawialnymi źródłami energii, których cena jest ustalana w kontraktach na 20-30 lat do przodu (co sprawia, że są to aktywa bez ryzyka finansowego, z wyjątkiem ryzyka kontrahenta, które można ubezpieczyć i zdywersyfikować). Podstawowe zasady ekonomii bezwzględnie wymagają takiej korekty ryzyka; lekceważenie jej – co jest dziś powszechną praktyką – determinuje niewłaściwą alokację ryzyka i kapitału. Obliczanie wartości zmienności cen paliw prawdopodobnie pomogłoby energii jądrowej konkutować z gazem ziemnym, nawet bardziej niż ustalanie cen uprawnień do emisji CO₂, dlatego zastanawiające jest to, że przemysł jądrowy nie popiera takiej reformy.

Jednak nawet bez wskazanej korekty ryzyka, a wręcz z tanim amerykańskim gazem łupkowym, uzasadnienie biznesowe, niegdyś przekonujące, dla nowych, a także w większości istniejących bloków gazowo-parowych, upadło: „czysty portfel” rozwiązań poprawiających efektywność energetyczną, elastycznego popytu, odnawialnych źródeł energii i magazynowania energii może przynieść te same rezultaty po niższych kosztach i bez emisji CO₂¹⁶⁵. Nawet niektóre nowe elektrownie gazowe w bogatym w gaz Teksasie, bankrutują. Kiedyś zakładano, że energia słoneczna jest na początku bardziej kapitałochłonna niż ta pozyskiwana za pomocą spalania gazu ziemnego, jednak dziś oba te rodzaje źródeł mają niemal identyczne profile przepływów pieniężnych. Zarówno w Stanach Zjednoczonych, jak i w krajach, w których gaz ziemny jest droższy, niezależnie od tego, czy towarzysząca wydobywaniu i przesyłowi ucieczka metanu, silnego gazu cieplarnianego, jest odpowiednio oszacowana i ograniczana, czy działają tam elektrownie jądrowe czy nie, produkcja energii elektrycznej z wykorzystaniem gazu ziemnego wraz z jego oddziaływaniem na klimat, w dłuższej perspektywie będzie raczej wygasać niż rosnąć.

Ustalanie cen emisji CO₂ i obliczanie wartości rynkowej zmienności cen paliw pomogłoby energii jądrowej konkutować z gazem ziemnym i węglem – ale nie z nowoczesnymi źródłami odnawialnymi lub rozwiązaniami zwiększającymi efektywność, ponieważ nie emitują one dwutlenku węgla i nie spalają paliw. Przemysł jądrowy ma tendencję do zrzucania winy za swoje

164 – Amory B. Lovins, Jon Creyts, “Hot Air About Cheap Natural Gas”, Rocky Mountain Institute, 6 września 2012 roku, <https://rmi.org/hot-air-cheap-natural-gas/>.

165 – Mark Dyson et al., “The Economics of Clean Energy Portfolios”, Rocky Mountain Institute, maj 2018 roku, <https://rmi.org/insight/the-economics-of-clean-energy-portfolios/>.

problemy z konkurencyjnością w większym stopniu na gaz niż na odnawialne źródła energii¹⁶⁶, których często nie chce uznać za prawdziwego i skutecznego konkurenta. Dzieje się to być może dlatego, że podważyłoby to twierdzenia wielu rzeczników energetyki jądrowej (omówione uprzednio), że energetyka odnawialna na dużą skalę jest niemożliwa¹⁶⁷, oraz że potrzebuje energetyki jądrowej dla zaspokojenia „obciążenia podstawowego” w celu zachowania stabilności sieci. Ale konkurenci mogą wygrać, niezależnie od tego, czy się w nich wierzy czy nie. Twierdzenia, że odnawialne źródła energii nie są w stanie osiągnąć odpowiedniej skali, zostaną tak samo skompromitowane przez coraz bardziej wszechobecne doświadczenia w świecie rzeczywistym, jak twierdzenie, że zmiana klimatu to mistyfikacja. Przy odpowiednim poziomie cen emisji CO₂, energia jądrowa pozostanie tak samo jak teraz narażona na konkurencję ze strony swoich największych rywali – niskoemisyjnych źródeł odnawialnych i działań na rzecz poprawy efektywności energetycznej.

Zastąpienie istniejących elektrowni jądrowych – przykłady z USA

Mówiąc o zastępowaniu energii jądrowej niskoemisyjnymi zasobami innymi niż jądrowe, należy wspomnieć o kategorii czasu. Zamknięcie elektrowni jądrowej często uważa się za czynnik zwiększający emisję CO₂, wymagający natychmiastowego i, co za tym idzie, długoterminowego przejścia na wytwarzanie energii elektrycznej z paliw kopalnych, zazwyczaj gazu ziemnego. Aby sprawdzić tę tezę do 2017 roku (na podstawie danych dotyczących poprawy efektywności do 2016 roku, oraz danych dotyczących emisji CO₂ w sektorze energetycznym do 2015 roku), organizacja *Union of Concerned Scientists* (UCS)¹⁶⁸ przeanalizowała pięć stanów USA, w których reaktory zostały dość pośpiesznie zamknięte:

- w przypadku **Nebraski** horyzont czasowy był zbyt krótki, by wyciągać znaczące wnioski – reaktor Fort Calhoun został zamknięty dopiero w październiku 2016 roku;
- w stanie **Wisconsin** zamknięto reaktor Kewaunee w maju 2013 roku, zmniejszając produkcję energii jądrowej o 5 TWh/rok. Ponadto zredukowano również produkcję energii elektrycznej z węgla o 5 TWh/rok. Wartość 5 TWh/rok zastąpiono generacją zasilaną gazem, a 3 TWh/rok – rozwiązaniami w zakresie efektywności energetycznej oraz odnawialnymi źródłami energii (trzy czwarte utraty energii jądrowej), zmniejszono także emisję CO₂ z sektora elektroenergetycznego o 4%;
- **Floryda** to kolejny stan prowadzący raczej niekorzystną politykę, zamknął reaktor Crystal River-3 we wrześniu 2009 roku, tracąc przy tym 3 TWh/rok (względem 2008 roku) netto z planowanego na 0,4 GW podwyższenia mocy, zwiększył generację zasilaną gazem o 57 TWh/rok, obciął produkcję z węgla o 16 TWh/rok, uzyskał dodatkowe 4 TWh/rok z poprawy efektywności i źródeł odnawialnych, w rezultacie ograniczając w latach 2008-2015 emisje CO₂ z sektora elektroenergetycznego o 11%;
- **Kalifornia** to stan z dobrze rozwiniętą polityką, z silnymi instytucjami w obszarze poprawy efektywności i odnawialnych źródeł energii, który zamknął dwa reaktory San

166 – Cytowane wcześniej opracowanie MIT na temat branży jądrowej z 2018 roku rozważa kwestie konkurencyjności tylko wobec węgla i gazu, nie zaś odnawialnych źródeł energii czy zasobów strony popytowej. Konkurencja ze strony słońca i wiatru jest w dalszej części rozpatrywana wyłącznie w odniesieniu do nieaktualnych już i ograniczonych założeń, które nijak się mają do nowoczesnych systemów energetycznych, zb.: MIT Energy Initiative, “The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World” ..., op. cit.

167 – Ustawianie się przez przemysł jądrowy w pozycji bez emisyjnego substytutu energii z węgla i z gazu, przy ubieganiu się o amerykańskie dotacje federalne z tytułu ochrony klimatu, nie bardzo pasuje do jego sojuszu z branżą węglową na bazie zamiłowania obecnej administracji do rzekomej trwałości elektrowni węglowych i jądrowych. Poza tym wiele dużych przedsiębiorstw energetycznych posiada zarówno elektrownie jądrowe, jak i węglowe.

168 – Steve Clemmer, UCS, komunikacja osobista, 6 października 2018 roku.

Onofre w styczniu 2012 roku, tracąc 19 TWh/rok, jednocześnie redukując generację zasilaną węglem (o 2 TWh/rok) i gazem (o 0,1 TWh/rok), poprawił też efektywność energetyczną i rozbudował odnawialne źródła energii o 47 TWh/rok, czyli 2,5 raza tyle, ile wynosiła utrata z powodu zamknięcia źródeł jądrowych, którą zniwelował do końca 2014 roku. Emisje CO₂ z sektora elektroenergetycznego spadły o 7% w latach 2009-2015 (pomiarów nie dokonywano w 2011 roku, kiedy to produkcja w elektrowniach wodnych była wyjątkowo wysoka, a w gazowych – wyjątkowo niska);

- w ciągu dwóch lat po zamknięciu reaktora Yankee w stanie **Vermont** w grudniu 2014 roku, stan ten, w którym dominują elektrownie wodne, zredukował generację zasilaną gazem, zwiększył inne formy produkcji energii, wzmocnił działania na rzecz poprawy efektywności i wykorzystania odnawialnych źródeł energii, wprowadzając, niewielkie skądinąd, emisje CO₂ własnego sektora elektroenergetycznego z powrotem na ścieżkę spadku. Osobna analiza danych dla całego rynku energii Nowej Anglii (ISO-NE), przeprowadzona przez *Rocky Mountain Institute* wykazała, że w latach 2015-2016 straty energii jądrowej zostały skompensowane w 91% przez źródła odnawialne i import energii głównie z elektrowni wodnych, oraz dodatkowe 69% z ograniczenia sprzedaży; emisje CO₂ w skali całego rynku wzrosły o jedną dziesiątą wielkości redukcji emisji w latach 2001-2015, przy czym tylko przez okres nieco ponad roku¹⁶⁹.

Porównania takie jak na przykład przeprowadzone powyżej, są skomplikowane i niekiedy niejednoznaczne, ze względu na utrudniające proces czynniki dodatkowe, takie jak np. zmiana paliwa z powodu zmiany cen. Niemniej jednak dane te, na poziomie stanowym sugerują, że nawet jeżeli nagłe zamknięcie elektrowni jądrowej spowoduje wzrost emisji CO₂ wskutek przejścia z energii jądrowej na energię produkowaną ze źródeł kopalnych, to w stanach, które dopuszczają i promują pełną konkurencję pomiędzy efektywnością energetyczną i odnawialnymi źródłami energii a produkcją energii z paliw kopalnych, wzrost ten będzie trwał zaledwie kilka lat lub krócej.

Co więcej, nawet krótkotrwałego wzrostu CO₂ można zresztą całkowicie uniknąć, zapewniając wystarczająco dużo czasu na uporządkowaną wymianę wycofywanych jednostek jądrowych na rzecz innych źródeł energii. Właściciele elektrowni jądrowych mieli zwyczaj grozić ich nagłym zamknięciem, co skutkowałoby zwiększoną emisją CO₂ (nawet jeśli tylko krótkotrwałą), powodowałoby wstrząsy polityczne związane z utratą miejsc pracy i być może zakłócałoby funkcjonowanie sieci – a wszystko to po to, aby wymusić na politykach nowe dotacje. Przy pomocy tej taktyki, czynili klimat, o który tak się „martwią”, zakładnikiem swoich doraźnych zysków. Jednak odpowiedzialni właściciele mogą pójść inną drogą; i nierzadko zdarza się, że tak właśnie robią: Pacific Gas and Electric Company (PG&E) i jej udziałowcy zgodzili się na 8-9-letni termin zamykania reaktora Diablo Canyon¹⁷⁰ – okres podobny do planowanego wycofywania się z energii jądrowej w Niemczech – pozostawiając wystarczająco dużo czasu na zwiększenie konkurencyjnych zamówień na niskoemisyjne zamienniki i dostosowanie się do nowej sytuacji przez pracowników oraz lokalne społeczności.

Spalanie przez jakiś czas większej ilości gazu, podczas gdy jednocześnie poprawa efektywności i odnawialne źródła energii stopniowo wypełniają lukę po wycofanych źródłach jądrowych, też nie ma wielkiego znaczenia, ponieważ większość nadwyżkowych elektrowni gazowych jest

169 – ISO New England, “Net Energy and Peak Load Report”, edycje: 2000, 2015 oraz 2016 rok, www.iso-ne.com/iso-express/web/reports/load-and-demand/-/tree/net-ener-peak-load [dostęp: 07.05.2017].

170 – Amory B. Lovins, “Closing Diablo Canyon Nuclear Plant Will Save Money and Carbon”, *Forbes* ..., op. cit.

wysokosprawna, natomiast efekty redukcji emisji CO₂ są długotrwałe¹⁷¹. Istotne są skumulowane długotrwałe emisje. Ograniczanie zużycia gazu, dzięki efektywności i odnawialnym źródłom energii będzie trwało znacznie dłużej niż okres ekonomicznej żywotności wycofanych (zwykle starszych) jednostek jądrowych, tak więc ograniczenie to będzie co najmniej równoważne pod względem ilościowym, ale bardziej trwałe, przynoszące większe korzyści dla ochrony klimatu. Ponadto tam, gdzie poprawa efektywności lub odnawialne źródła energii kosztują mniej niż dalsza eksploatacja elektrowni jądrowych i są uruchamiane w ich miejsce – taka zmiana pozwoli zredukować więcej emisji CO₂ w przeliczeniu na dolara. Zarówno pod względem kosztów, jak i szybkości, zagregowane czasowo korzyści klimatyczne przewyższą korzyści klimatyczne, wynikające z dalszej eksploatacji elektrowni jądrowych.

OPCJE INNE NIŻ JĄDROWE POZWALAJĄ NA WIĘKSZĄ REDUKCJĘ EMISJI CO₂ W SKALI ROKU

Skoro zarówno nowe, jak i stare elektrownie jądrowe nie są generalnie tańsze niż poprawa efektywności energetycznej i odnawialne źródła energii, a tym samym nie mogą zredukować tak samo dużo emisji CO₂ w przeliczeniu na dolara, to może ich eksploatacja jest nadal pożądana lub konieczna, ponieważ można je szybciej wdrożyć na dużą skalę, i tak wspomóc walkę z kryzysem klimatycznym? Twierdzenie to jest stosunkowo często wygłaszane, ale rzadko analizowane. Przez ostatnią dekadę *Raporty WNISR* wskazują na fakt, że energia odnawialna co roku wyprzedza energię jądrową pod względem liczby dodawanych kilowatogodzin (patrz np. rozdział „Energia jądrowa a odnawialne źródła energii” oraz rys. 22-24). W 2016 roku grupa rzeczników energetyki jądrowej zasugerowała, że w niektórych krajach energia jądrowa rozwijałaby się szybciej niż energia odnawialna. Ten obraz, rzekomo szybkiego rozwoju energetyki jądrowej, został przedstawiony przez The Breakthrough Institute i promowany przez publikację w czasopiśmie „Science”¹⁷², która jednak spotkała się z miazdzącą krytyką ze strony ekspertów technicznych¹⁷³. W publikacji znalazło się bowiem twierdzenie, że rozwój energetyki jądrowej jest ogólnie „znacznie szybszy” niż rozwój energii odnawialnej (rys. 34):

171 – Odwrotnie rzecz się ma z uwalnianiem metanu, jednak odpowiednia infrastruktura gazowa już istnieje, USA dysponują gazem w nadmiarze, a do krótkotrwałego dodatkowego spalania gazu potrzebny będzie, jeśli w ogóle, tylko niewielki wzrost wydobywania.

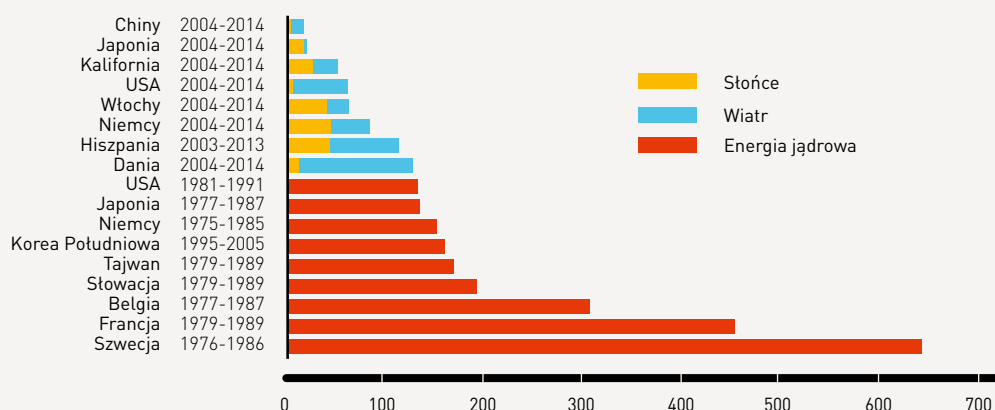
172 – Junji Cao, Armond Cohen, et al., “China-U.S. cooperation to advance nuclear power”, *Science*, Volume 353, 5 sierpnia 2016 roku, <https://doi.org/10.1126/science.aaf7131>.

173 – Philip Johnstone, Benjamin K. Sovacool, et al., “Nuclear power: serious risks”, *Science*, Volume 354, 2 grudnia 2016 roku, <https://doi.org/10.1126/science.aal1777>; Amory B. Lovins, “Nuclear power: deployment speed”, *Science*, Volume 354, 2 grudnia 2016 roku, <https://doi.org/10.1126/science.aal1808>; Junji Cao, Armond Cohen, et al., “Nuclear power: Deployment speed – Response”, *Science*, Volume 354, 2 grudnia 2016 roku, <https://doi.org/10.1126/science.aal2561>; Amory B. Lovins, T. Palazzi, et al., “Relative deployment rates of renewable and nuclear power: A cautionary tale of two metrics”, *Energy Research & Social Science*, Volume 38, kwiecień 2018 roku, <https://doi.org/10.1016/j.erss.2018.01.005>; Amory B. Lovins, “Corrigendum to ‘Relative deployment rates of renewable and nuclear power: A cautionary tale of two metrics’”, *Energy Research & Social Science*, Volume 46 (korekta dotycząca materiałów uzupełniających, bez wpływu na meritum), grudzień 2018 roku, <https://doi.org/10.1016/j.erss.2018.08.001>.

Rys. 34 | Średni roczny wzrost energii jądrowej, wiatrowej i słonecznej – z wykorzystaniem metodologii Breakthrough Institute

Średni roczny wzrost energii jądrowej, wiatrowej i słonecznej
z wykorzystaniem metodologii Breakthrough Institute

w dodanych kWh per capita na rok



Źródło: Cao et al., Science ..., op. cit.

Średni roczny wzrost bezemisyjnej energii elektrycznej per capita w czasie dekady najbardziej dynamicznego rozwoju. Dane dotyczące energii z (6) z wyjątkiem źródeł odnawialnych dla Kalifornii – dane z (7). Dane o populacji z (8). Patrz – materiały uzupełniające.

Amory B. Lovins z Rocky Mountain Institute¹⁷⁴ ponownie wykonał ten – na pozór: przekonujący diagram – przyjmując, na potrzeby argumentacji, dość problematyczną miarę *per capita*, aby skorygować liczne błędy analityczne, i uwzględnić pominięte porównania tych samych krajów; warto zauważyć, że w siedmiu z dziesięciu krajów, odnawialne źródła energii rosły szybciej niż energia jądrowa (rys. 34)¹⁷⁵. Przedstawiamy w tym miejscu ów skorygowany wykres, dodając dane z kolejnych trzech lat (2016-2018). Podczas gdy poprzedni schemat sugeruje, że wszystkie programy jądrowe wyprzedzają wszystkie programy odnawialne, następne dane nie wykazują wyraźnej przewagi żadnego z nich, jednak trzeba zauważyć, że szybki rozwój energetyki jądrowej miał miejsce dziesiątki lat temu i dawno się zakończył, podczas gdy szybki rozwój energetyki odnawialnej ma miejsce nie tylko tu i teraz, ale też nabiera tempa (zobacz rozdział “Energia jądrowa a odnawialne źródła energii”).

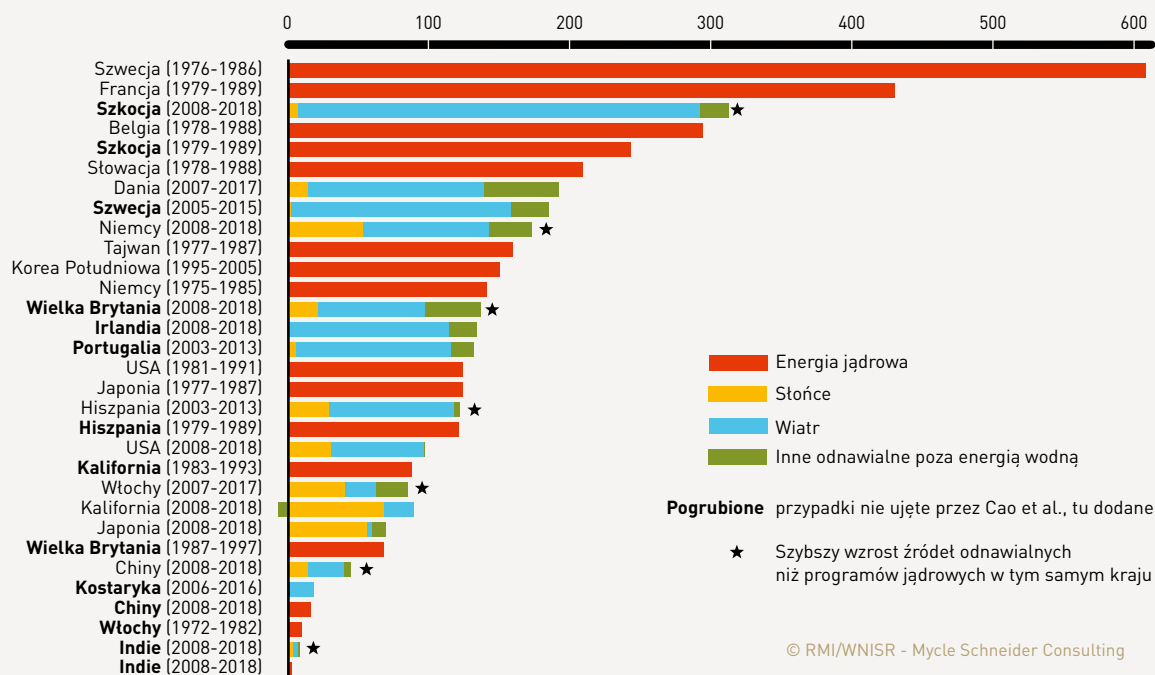
174 – Amory B. Lovins jest jednym ze współautorów WNISR 2019.

175 – Amory B. Lovins, “Corrigendum to ‘Relative deployment rates of renewable and nuclear power: A cautionary tale of two metrics’”, Energy Research & Social Science, Volume 46, grudzień 2018 roku, <https://doi.org/10.1016/j.erss.2018.08.001>.

Rys. 35 | Średni roczny wzrost produkcji bezemisyjnej energii elektrycznej netto per capita w czasie dekady najbardziej dynamicznego rozwoju – według Rocky Mountain Institute*

Średni roczny wzrost produkcji bezemisyjnej energii elektrycznej netto per capita w czasie dekady najbardziej dynamicznego rozwoju

w dodanych kWh per capita na rok



Źródło: Różne źródła (zobacz cyt.), opracowane przez Amory B. Lovins, Rocky Mountain Institute, lipiec 2019 roku**

Uwaga:

* Wykres przedstawia wykonaną przez RMI rewizję rys. S2 w: Cao et al.; zob.: rys. 34.

Przedstawiono dziewięć tych samych przypadków energii jądrowej i osiem przypadków energii odnawialnej; dodano (wyróżnione pogrubioną czcionką) siedem przypadków energii jądrowej (Szkocja, Hiszpania, Kalifornia, Wielka Brytania, Włochy, Chiny i Indie) oraz siedem przypadków energii odnawialnej (Szkocja, Szwecja, Irlandia, Portugalia, Wielka Brytania, Kostaryka i Indie), wykorzystując dane do roku 2015. Szkocja jest częścią brytyjskiej sieci energetycznej i rynku energii elektrycznej, a jej elektrownie jądrowe zostały zbudowane w ramach polityki brytyjskiej, przy czym Szkocja ma autonomię w wyborze energii odnawialnej, która rosła szybciej per capita.

Wykres ten został po raz pierwszy opisany, udokumentowany i opublikowany w: "Corrigendum to 'Relative deployment rates of renewable and nuclear power: a cautionary tale of two metrics'", Energy Research and Social Science, 2018, 38:188-192, doi: 10.1016/j.erss.2018.08.001, następnie zaktualizowany do 2018 roku przez Jacoba W. Glassmana, który korzysta z tych samych źródeł danych w wersji z połowy 2019 roku.

** Wszystkie pokazane dane pochodzą z BP, "Statistical Review of World Energy 2019" – poza Kostaryką i Szkocją, których dane pochodzą ze statystyk krajowych. Dane BP o produkcji jądrowej zostały podzielone przez 1,0546, w celu konwersji danych z brutto na netto.

Do 2015 roku nowoczesna energia odnawialna na świecie rozwijała się szybciej niż kiedykolwiek wcześniej energia jądrowa; do 2018 roku dziesięć krajów awansowało na wyższe pozycje w tabeli. Najbardziej agresywny program jądrowy na świecie (w Chinach) został wyprzedzony pod względem generacji przez chińską energetykę wiatrową w 2013 roku, oraz w 2018 roku w proporcji 2,2:1 przez chińskie odnawialne źródła energii inne niż hydroelektrownie. Podobna proporcja w Indiach wynosi 3,1:1 (zob. także rozdział „Energia jądrowa a odnawialne źródła energii”). Choć szwedzkie i francuskie programy energetyki jądrowej były wyjątkowo agresywne

w zestawieniu z liczbą ludności tych krajów, to jednak nie były sukcesem ekonomicznym – Francja z trudem może sobie pozwolić na modernizację swojej obecnej floty jądrowej, nie mówiąc już o jej zastąpieniu; i oba kraje ograniczają obecnie wykorzystanie energii jądrowej oraz zwiększają udział odnawialnych źródeł energii, aby dostosować się do współczesnych wymogów ekonomicznych, politycznych i wynikających z prawa UE.

Szybkość wdrażania zależy zarówno od szybkości instalacji, jak i czasu realizacji projektu. W nowej ocenie¹⁷⁶ stwierdzono, że budowa nowych elektrowni jądrowych trwa o 5-17 lat dłużej niż dużych elektrowni słonecznych czy lądowych farm wiatrowych, a zatem istniejące elektrownie, zasilane paliwami kopalnymi, emitują znacznie więcej CO₂ w oczekiwaniu na zastąpienie – 62-102 gCO₂/kWh więcej, co odpowiada 11-18% średniego natężenia emisji CO₂ amerykańskiej sieci energetycznej. Choć można się spierać o szczegóły obliczeń, szacunki te sugerują ewidentną prawidłowość: płaci się znaczącą karę klimatyczną za wybór technologii powolnych w implementacji, zamiast szybkich. W przypadku zasobów, które są zarówno powolne, jak i kosztowne, klimatyczny koszt alternatywny jest jeszcze większy.



Skoro energia jądrowa nie jest ani tańsza, ani szybsza we wdrażaniu niż nowoczesne źródła odnawialne i poprawa efektywności energetycznej, zawodzi więc w obu testach efektywności klimatycznej, a jej wykorzystanie jako zamiennika, osłabiłoby i opóźniło ochronę klimatu.

Ponadto, w przywołanych krajach, realizujących duże programy energetyki jądrowej, instytucjonalne „fazy formacyjne”, potrzebne do uzyskania odpowiedniej skali implementacji, zajęły około 30 lat (we Francji i w Chinach – dwa przykłady najbardziej skoordynowanych działań), w porównaniu z dziewięcioletnim okresem na osiągnięcie podobnych etapów rozwoju energetyki odnawialnej (w Chinach i Niemczech)¹⁷⁷. Dodatkowe dwudziestoletnie opóźnienie w przypadku krajów nieposiadających dojrzałej infrastruktury instytucjonalnej i przemysłowej w dziedzinie energii jądrowej spowodowałoby, że osiągnięcie odpowiedniej skali rozwoju energetyki jądrowej zaistniałoby w tych regionach zdecydowanie za późno.

Jak to się ma do nieustających apeli o kontynuację i ekspansję energetyki jądrowej, których uzasadnienia zmieniały się przez dziesięciolecia, od zastąpienia ropy naftowej, na którą nie można liczyć, przez zastąpienie powodującego zanieczyszczenia węgla, po walkę z ubóstwem i ochronę klimatu Ziemi?

176 – Mark Z. Jacobson, “Evaluation of Nuclear Power as a Proposed Solution to Global Warming, Air Pollution, and Energy Security”, Cambridge University Press, 15 czerwca 2019 roku, <https://web.stanford.edu/group/efmh/jacobson/WWSSBook/WWSSBook.html>.

177 – Amory B. Lovins, Titiaan Palazzi, et al., “Relative deployment rates of renewable and nuclear power: A cautionary tale of two metrics”, Energy Research & Social Science, Volume 38, kwiecień 2018 roku, <https://doi.org/10.1016/j.erss.2018.01.005>.

CZY ENERGIA JĄDROWA TO KLIMATYCZNA KONIECZNOŚĆ?

Michael Liebreich, wybitny komentator energetyczny, który założył i kierował pionierską instytucją analityczną *Bloomberg New Energy Finance* (BNEF), podsumował ostatnio wiele popularnych argumentów twierdzących, że pomimo dostrzeganych wyzwań energetyki jądrowej, jej dalsze wykorzystywanie jest niezbędne dla ochrony klimatu¹⁷⁸. Parafrazując te opinie: Po inwestycjach o wartości blisko 3 bln USD, energia słoneczna i wiatrowa dostarcza zaledwie 7% światowej energii elektrycznej. Jest mało prawdopodobne, aby energia słoneczna i wiatrowa znacząco zwiększyły moce wytwórcze w ciągu następnej dekady – 2-4 razy więcej niż wynosił ich dotychczasowy wzrost – tak jak wymagają tego fundamentalne cele klimatyczne. Proporcjonalna dekarbonizacja ogrzewania, transportu i przemysłu wymagałaby jeszcze więcej energii elektrycznej, zwiększając ten cel do 10-15-krotności (lub 5-10-krotności przy bardziej efektywnym wykorzystaniu energii). Aby więc „mieć jakąkolwiek nadzieję... [na ograniczenie ocieplenia do 2°C, nie mówiąc już o 1,5°C], musimy utrzymać jak najwięcej istniejących elektrowni jądrowych i maksymalnie przedłużyć ich czas eksploatacji”, chociaż nowo budowane elektrownie powinny przejść na małe reaktory modułowe lub inne konstrukcje, które jeszcze nie zostały opracowane.

W rzeczywistości nikt nie twierdzi, że tylko wiatr i energia słoneczna lub poprawa efektywności energetycznej, lub jakąkolwiek inna pojedyncza opcja, może „zdekarbonizować gospodarkę w najbliższym czasie”. Chociaż energia słoneczna i wiatrowa stanowią ok. 84% ostatnich przyrostów mocy elektrycznej innych niż duże elektrownie wodne, nowoczesna energia odnawialna (z wyłączeniem dużych elektrowni wodnych) nie tylko generuje więcej niż energetyka jądrowa, ale pokrywa również o trzy czwarte więcej globalnego końcowego zużycia energii (we wszystkich formach, nie tylko energii elektrycznej) niż energetyka jądrowa po 65 latach starań¹⁷⁹.

Wydaje się, że wyliczenia mówiące o zapotrzebowaniu na znacznie większą ilość energii elektrycznej w celu dekarbonizacji wszystkich sektorów, są dowodem na podwójne liczenie trudności. Samochody i ciężarówki elektryczne są 2,5-3 razy wydajniejsze niż te zasilane paliwem i kilkukrotnie bardziej wydajne, jeśli są lekkie i bardziej aerodynamiczne¹⁸⁰; przy inteligentnym ładowaniu, pojazdy elektryczne nie potrzebowałyby istotnie większej pojemności elektrycznej, ale mogłyby przynosić zysk (jak twierdzą niektórzy praktycy) w wysokości połowy ceny ich zakupu, dzięki sprzedaży z powrotem do sieci cennych usług związanych z rozproszonym magazynowaniem energii. Podobnie, znacznie większa efektywność nowoczesnego ogrzewania elektrycznego może zmniejszyć zużycie energii pierwotnej i to wielokrotnie, oszczędzając paliwa kopalne – zarówno w bezpośrednim użyciu, jak i w produkcji energii.

178 – Michael Liebreich, “Liebreich: We Need To Talk About Nuclear Power”, Bloomberg New Energy Finance, 3 lipca 2019 roku, <https://about.bnef.com/blog/liebreich-need-talk-nuclear-power>.

179 – REN21, “Renewables 2019–Global Status Report”, czerwiec 2019 roku, www.ren21.net, raport ten na podstawie danych IEA pokazuje, że nowoczesne OZE – z wyłączeniem elektrowni wodnych (3,6%) i tradycyjnej biomasy (7,5%) – pokrywały 7% światowego zapotrzebowania na energię końcową w 2017 roku: nowoczesne odnawialne źródła ciepłe 4,2%, inne niż wodne źródła energii elektrycznej 2,0%, oraz biopaliwa w transporcie 1%. Jeśli chodzi tylko o wytwarzanie energii elektrycznej, pod koniec 2018 roku, energetyka jądrowa dostarczała 10%, natomiast wiatrowa 5,5%, fotowoltaika 2,4%, biomasa 2,2%, geotermia i inne 0,4% – łącznie 10,5%, nie licząc 15,8% z elektrowni wodnych (z czego mniej więcej jedna piąta to małe elektrownie wodne o mocy <50 MW, które większość analityków traktuje jako nowoczesne źródło odnawialne).

180 – Amory B. Lovins, “Oil-Free Transportation”, AIP Conference Proceedings, Volume 1652:129-139, 2 kwietnia 2015 roku, <https://doi.org/10.1063/1.4916175>; Transportation Research Board, “Superefficient Vehicles and Easier Electrification”, styczeń 2018 roku, zebranie roczne, sesja 466, prezentacja P18-21428, <http://amonline.trb.org/2017trb-1.3983622/t009-1.3999602/466-1.4125818/p18-21428-1.4116638/p18-21428-1.4125823?qr=1>; Amory B. Lovins, “Reframing Automotive Fuel Efficiency”, w recenzji, 2019 roku.

Liebreich pomija istotne równoległe redukcje emisji gazów cieplarnianych innych niż CO₂, np. Międzynarodowa Agencja Energetyczna OECD (IEA)¹⁸¹ stwierdza, że sektor wydobywczy może z *zyskiem* ograniczyć emisje metanu w stopniu wystarczającym do ustabilizowania globalnego cyklu metanu, co – jeśli zostanie utrzymane do 2100 roku – równać się będzie natychmiastowej redukcji emisji ze wszystkich chińskich elektrowni węglowych. Takie uzupełniające wysiłki mogą złagodzić wyzwania związane z klimatem i dać więcej czasu na zmniejszenie emisji dwutlenku węgla.

Modele symulujące sposoby zahamowania zmiany klimatu były co najmniej tak konserwatywne, jak modele klimatu prognozujące te zmiany, zwłaszcza, że nie doceniały praktycznej możliwości opłacalnej poprawy efektywności energetycznej¹⁸². Liebreich zakłada umiarkowaną poprawę efektywności. Raport specjalny IPPC o ograniczeniu ocieplenia do 1,5°C¹⁸³ opisuje ważny scenariusz z 2018 roku, dotyczący niskiego zapotrzebowania na energię¹⁸⁴, w którym wyraźnie udaje się osiągnąć poziom 1,5°C – bez przekroczenia limitów, bez zaawansowanych technologii usuwania dwutlenku węgla oraz przy kilkukrotnie niższych inwestycjach w produkcję energii. Jest on bardzo konserwatywny technicznie, zarówno z punktu widzenia popytu, jak i podaży. Najnowsze dane we wszystkich sektorach¹⁸⁵ pokazują, że zasoby służące poprawie efektywności energetycznej są kilkakrotnie większe i tańsze niż sądzono, i często mogą przynosić coraz większe zyski, podobnie jak nowoczesne źródła odnawialne. W ten sposób podejście skupiające się na poprawie efektywności sprawia, że ekspansja odnawialnych źródeł energii, opisana przez Liebreicha – jako zniechęcająco trudna, może być znacznie mniejsza, łatwiejsza i tańsza.

Jednak jego esej pomaga też skupić się na ważnych kwestiach dotyczących kosztów, czasu i podejmowania decyzji. Po pierwsze, koszt: Czy inwestycje nie powinny dążyć do zapewnienia jak najlepszego rozwiązania w zakresie ochrony klimatu przy ograniczonych środkach finansowych? Przedłużenie okresu eksploatacji istniejących reaktorów, nie mówiąc już o budowie większej ich liczby, tego testu by nie przeszło.

Następna kwestia, szybkość: Jak nowe reaktory mogą pomóc zaspokoić potrzeby prognozowane przez Liebreicha na rok 2030, skoro budowa jednego reaktora zajmuje tyle czasu, a zbudowanie ich setek albo tysięcy trwałoby o wiele dłużej? Skoro nowe kraje w branży jądrowej potrzebują o dwadzieścia lat więcej, aby zbudować instytucje energetyki jądrowej niż te potrzebne do budowy energetyki odnawialnej w odpowiedniej skali? Skoro tylko kilka krajów (nawet jeśli użyjemy obarczonej wadami miary – *per capita*) rozwinęło energetykę jądrową szybciej niż odnawialną? Liebreich sugeruje zatem postawienie na nowe rodzaje reaktorów, które jakoby mogą zostać szybciej zbudowane i szybciej uzyskać licencje, ale czy jest to rzeczywiście rozwiązanie praktyczne, służące pilnemu rozwiązaniu problemów klimatycznych, jeśli przekierowuje się ogromne środki publiczne – ze sprawdzonych, gotowych technologii na nie-

181 – IEA, “World Energy Outlook 2017”, Rozdział 10, s. 399–436, <https://webstore.iea.org/world-energy-outlook-2017>.

182 – Amory B. Lovins, Diana Ürge-Vorsatz, et al., “Recalibrating Climate Prospects”, Environmental Research Letters, w recenzji w sierpniu 2019 roku prawie wszystkie zintegrowane modele oceny na ogół nie doceniają potencjału poprawy efektywności energetycznej, a żaden z nich właściwie nie modeluje ani nie uwzględnia rzeczywistego tempa rozwoju odnawialnych źródeł energii.

183 – IPCC, “Special Report: Global Warming of 1.5°C” ..., op. cit.

184 – Arnulf Grübler, Charlie Wilson, et al., “A Low Energy Demand Scenario for Meeting the 1.5°C Target and Sustainable Development Goals without Negative Emission Technologies”, Nature Energy, 3:517–525, 4 czerwca 2018 roku, <https://doi.org/10.1038/s41560-018-0172-6>. Rocky Mountain Institute planuje w 2019 roku publikację pokazującą techniczny konserwatyzm niektórych kluczowych założeń, szczególnie dotyczących mobilności i przemysłu.

185 – Amory B. Lovins, “How big is the energy efficiency resource?”, Environmental Research Letters, 13:090401, 18 września 2018 roku.

pewne typy reaktorów i łańcuchy dostaw paliwa, których na razie nie ma, a może i nigdy nie będzie, których koszty są nieznane i których akceptacja społeczna nie jest pewna, a których (jak uczy historia) opracowanie i przetestowanie może zająć dziesięć i więcej lat? Czy zasoby, uwaga i czas poświęcane na budowę nowych obiektów jądrowych nie są w ten sposób odciągane od szybszych i bardziej efektywnych klimatycznie rozwiązań?

Instalacja pierwszego terawata nowoczesnych źródeł odnawialnych, z wyłączeniem 1 TW energii wodnej istniejącej w 2013 roku, zajęła do połowy 2018 roku około 15 lat. BNEF spodziewa się, że budowa drugiego TW zajmie około 5 lat – do 2023 roku, a jego koszt wyniesie o 46%, czyli około 1 bln USD mniej¹⁸⁶. Na tym się jednak nie skończy (patrz rozdział: „Energia jądrowa a odnawialne źródła energii”). Jeśli rosnące zyski, które napędzają ten wykładniczy wzrost, zostaną choćby częściowo utrzymane, jak spodziewa się tego większość ekspertów, to do 2030 roku można racjonalnie oczekiwać wzrostu skali energii słonecznej i wiatrowej o rząd wielkości¹⁸⁷. Taka sytuacja miała już miejsce w branży półprzewodników. Praktyczne trajektorie dla 5-10 TW w samej tylko fotowoltaice do 2030 roku zostały opisane przez ekspertów¹⁸⁸. Co jest nieprawdopodobnego w tych starannie opracowanych analizach?¹⁸⁹

Wreszcie, decyzje i ryzyko: Pytanie Liebreicha: „Czy nadal jesteście pewni, że chcecie zamknąć istniejące elektrownie jądrowe wszystkie na raz?” – odnosi się tylko do emisji dwutlenku węgla, a nie do pieniędzy. Jeśli koszt przedłużenia okresu eksploatacji podawany przez IEA na poziomie 40-55 USD/MWh jest prawidłowy, jeśli można utrzymać niezawodność, bezpieczeństwo i zaufanie społeczne, a właściciele zrezygnują z dotacji w wysokości 15-20 USD/MWh, których domagali się w celu pokrycia rzekomych strat, wówczas opcja jądrowa nadal będzie kosztować kilka razy więcej niż dzisiejsze, niesubsydiowane ceny energii odnawialnej, a więc spowoduje kilkukrotnie mniejszą redukcję emisji CO₂ w przeliczeniu na dolara. Jeśli którakolwiek z tych hipotez się nie ziści, niekorzystne efekty będą jeszcze poważniejsze.

Utrzymanie istniejących reaktorów wydaje się łatwiejsze, szybsze i tańsze niż zastąpienie ich mocy przez nowe źródła odnawialne i poprawę efektywności energetycznej. Jednak warunki, jakich właściciele elektrowni jądrowych domagają się dla dalszej eksploatacji tych obiektów, to nie tylko miliardy dolarów rocznie nowych dotacji; to także wysokie koszty i ograniczenia nakładane na szybko powstające, szeroko rozpowszechnione, obfitujące w miejsca pracy i popularne rozwiązania w zakresie odnawialnych źródeł energii. Relacja pomiędzy energetyką jądrową a nowoczesnymi źródłami odnawialnymi i poprawą efektywności energetycznej, jest teoretycznie komplementarna, ale w praktyce jest to gra o sumie zerowej lub nawet gorzej.

186 – Bloomberg New Energy Finance, “World Reaches 1,000 GW of Wind and Solar, Keeps Going”, 2 sierpnia 2018 roku, <https://about.bnef.com/blog/world-reaches-1000gw-wind-solar-keeps-going/>.

187 – Felix Creutzig, Peter Agoston, et al., “The underestimated potential of solar energy to mitigate climate change”, Nature Energy, 25 sierpnia 2017 roku, <https://doi.org/10.1038/nenergy.2017.140>; Christian Breyer, Dmitrii Bogdanov, et al., “On the Role of Solar Photovoltaics in Global Energy Transition Scenarios”, materiał z konferencji, 32nd EU PVSEC (Monachium), czerwiec 2016 roku, https://www.researchgate.net/publication/304350788_On_the_Role_of_Solar_Photovoltaics_in_Global_Energy_Transition_Scenarios, streszczenie w http://www.neocarbonenergy.fi/wp-content/uploads/2016/02/13_Breyer.pdf.

188 – Nancy M. Haegel, Robert Margolis, et al., “Terawatt-scale photovoltaics: Trajectories and challenges”, Science, Volume 356, 14 kwietnia 2017 roku, <https://doi.org/10.1126/science.aal1288>.

189 – Historyczne krzywe uczenia się okazują się zbyt konserwatywne; np. trzy kolejne obniżki niesubsydiowanych kosztów systemów fotowoltaicznych pokazane przez Rocky Mountain Institute i jego partnerów branżowych (obecnie ok. 20-25 USD/MWh za uproszczone instalacje naziemne o skali lokalnej wchodzące na rynek) sugerują dalszy radykalny spadek kosztów systemowych, nie uwzględniony jeszcze w cenach rynkowych. Te i inne pozytywne sygnały mogą znacznie przyspieszyć transformację energetyczną, zob.: M. Abramczyk et al., “Positive Disruption: Limiting Global Temperature Rise to Well Below 2 C°”, Rocky Mountain Institute, 2017, https://rmi.org/insight/positive_disruption_limiting_global_temperature_rise/; oraz Amory B. Lovins, “Additional sensitive intervention points in the post-carbon transition”, złożone do druku w sierpniu 2019 roku.

Jakim cudem spowalnianie i blokowanie najtańszych i najszybszych rozwiązań – ograniczanie ich do mniejszych rynków i stawianie ich sztucznie w niekorzystnej sytuacji cenowej – może przynieść lepsze efekty dla klimatu? Dlaczego jedno konkretne rozwiązanie niskoemisyjne, niezdolne do konkutowania po pół wieku, miałoby otrzymywać szczególnie uprzywilejowane miejsce na rynku i nowe dotacje niedostępne dla innych rozwiązań niskoemisyjnych? Jak się to ma do – słusznego skądinąd apelu IEA o politykę neutralną technologicznie?

W dorocznej analizie BNEF za 2019 rok, dotyczącej energii elektrycznej na świecie¹⁹⁰ stwierdzono, że światowy sektor energetyczny znajduje się na dobrej drodze do osiągnięcia podstawowego celu Porozumienia Paryskiego ograniczenia ocieplenia do 2°C (choć nie jest to jeszcze bezpieczniejszy cel 1,5°C). Ale choć raport „jest zasadniczo neutralny w zakresie prowadzonych polityk, ... zakłada jednak, że rynki działają racjonalnie i uczciwie, aby pozwolić dostawcom o najniższych kosztach na wygraną”, powiedział rzecznik BNEF. Zwolennicy energetyki jądrowej mają odwrotny cel: zastąpienie procesów rynkowych, które odrzucają ich działalność, wyborami politycznymi, które mogą kształtować rzeczywistość poprzez stosowanie lobbingu. Narzucanie wyboru opcji jądrowych, które zostały odrzucone przez rynek, prowadzi również do zniekształcenia rynkowych zasad podejmowania decyzji, które stanowią podstawę nowoczesnej transformacji energetycznej, którą BNEF tak skutecznie śledzi. W jaki sposób ten antyrynkowy zwrot może przyspieszyć tak pilne i tak potrzebne odejście od paliw kopalnych?

ZMIANA KLIMATU A ENERGIA JĄDROWA – WNIOSKI

Stabilizacja klimatu wymaga rozwiązań, które są „gradualne, modułowe, możliwe do produkcji na masową skalę, zamienne, możliwe do szybkiej instalacji przez różnych aktorów przy niewielkim przygotowaniu instytucjonalnym, a przede wszystkim napędzane przez rosnące zyski i uczenie się poprzez działanie”¹⁹¹. Ten opis pasuje do rozwiązań służących poprawie efektywności energetycznej oraz nowoczesnych odnawialnych źródeł energii, ale nie do energii jądrowej. Stabilizacja klimatu jest pilna, a energia jądrowa jest powolna. Nie zaspokaja ona żadnych potrzeb technicznych ani operacyjnych, których jej niskoemisyjni konkurenci są w stanie zaspokoić lepiej, taniej i szybciej. Nawet utrzymanie reaktorów znajdujących się w trudnej sytuacji ekonomicznej pozwala zaoszczędzić mniej dwutlenku węgla w przeliczeniu na dolara i w skali roku, niż ponowne zainwestowanie możliwych do uniknięcia kosztów operacyjnych (nie mówiąc już o możliwych do uniknięcia nowych dotacjach) w tańszą poprawę efektywności i odnawialne źródła energii. Niezależnie od tego, jakie są przesłanki kontynuowania i rozbudowy energetyki jądrowej, dla ochrony klimatu działania te przyniosłyby efekt przeciwny do zamierzonego, a nowe dotacje i zasady podejmowania decyzji, których domagają się właściciele reaktorów, radykalnie spowolniłyby postęp w kierunku tańszych, szybszych opcji i rozwiązań bardziej przyjaznych klimatowi.

190 – Zob.: BNEF, “New Energy Outlook 2019”, 18 czerwca 2019 roku, <https://about.bnef.com/new-energy-outlook>

191 – Amory B. Lovins, “Additional sensitive intervention points in the post-carbon transition”, złożone do druku, sierpień 2019 roku.

ANEKS 5: SKRÓTY

3/11	Wielkie trzęsienie ziemi we wschodniej Japonii, awaria nuklearna w Fukushima
ABB	<i>Asea Brown Boveri</i> – szwajcarsko-szwedzka firma elektroenergetyczna
ABWR	<i>Advanced Boiling Water Reactor</i> – zaawansowany reaktor wodny wrzący
AEC	<i>U.S. Atomic Energy Commission</i> – Komisja Energii Atomowej (USA) lub Rada ds. Energii Atomowej (Tajwan)
AHWR	<i>Advanced Heavy Water Reactor</i> – zaawansowany reaktor ciężkowodny
AR5	<i>5th Assessment Report</i> – 5. Sprawozdanie z oceny zmian klimatu sporządzone przez Międzyrządowy Panel ds. Zmiany Klimatu
ARENH	<i>Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique</i> – Regulowany dostęp do istniejącej energii jądrowej
ASN	<i>Autorité de Sûreté Nucléaire</i> – Agencja Bezpieczeństwa Atomowego (Francja)
ATMEA	wspólny projekt reaktora Areva – MHI
BNEF	<i>Bloomberg New Energy Finance</i>
BP	<i>BP plc / Beyond Petroleum</i>
CAREM	<i>Central Argentina de Elementos Modulares</i> – hiszpański mały reaktor modułowy
CCS	wychwytywanie i magazynowanie dwutlenku węgla
CEA	<i>Commissariat à l'Énergie Atomique et aux Énergies Alternatives</i> – Komisja Energii Atomowej i Alternatywnych Źródeł Energii (Francja)
CEU	Uniwersytet Środkowoeuropejski w Budapeszcie (Węgry)
CGN	<i>China General Nuclear Corporation</i>
CLP	<i>Containment Liner Plate</i> – płyta wewnętrzna obudowy reaktora
CNNC	<i>China National Nuclear Corporation</i>
CO ₂	dwutlenek węgla
DIW	<i>Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung</i> – Niemiecki Instytut Badań Ekonomicznych (Niemcy)
DOE	<i>Department of Energy's</i> – Departament Energii (USA) lub Departament Energii (Afryka Południowa)
EBITDA	zysk operacyjny przedsiębiorstwa przed potrąceniem odsetek od zaciągniętych zobowiązań oprocentowanych, podatków, amortyzacji wartości niematerialnych i prawnych
EDF	<i>Électricité de France</i> – francuska firma energetyczna
EPR	<i>European Pressurized Water Reactors</i> – Europejski reaktor ciśnieniowy
EU	<i>European Union</i> – Unia Europejska
EVN	<i>Electricity of Vietnam</i> – Wietnamska spółka energetyczna
FERC	<i>Federal Energy Regulatory Commission</i> – Federalna Komisja Regulacji Energetyki (USA)
FY	Financial Year – rok finansowy
Gen III	reaktor jądrowy III generacji

GP ESPN	<i>Groupe Permanent d'Experts pour les équipements sous Pression Nucléaires</i> – Komitet doradczy ds. jądrowych urządzeń ciśnieniowych przy francuskiej Agencji Bezpieczeństwa Atomowego
IAEA	<i>International Atomic Energy Agency</i> – Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej
IEA	<i>International Energy Agency (OECD)</i> – Międzynarodowa Agencja ds. Energii (OECD)
IEEFA	<i>Institute for Energy Economics and Financial Analysis</i> – Instytut Ekonomiki Energetyki i Analizy Finansowej
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i> – Międzyrządowy Panel ds. Zmiany Klimatu
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i> – Międzynarodowa Agencja Energii Odnawialnej
ISO-NE	<i>Independent System Operator-New England (U.S.)</i> – Niezależny Operatort Systemu – Nowa Anglia
JPY	<i>Japanese Yen</i> – Japońskie jeny
KANUPP	<i>Karachi Nuclear Power Plant</i> – Elektrownia Jądrowa Karachi
KEPCO	<i>Korean Electric Power Corporation (South Korea) or Kansai Electric Power Company (Japan)</i> – Koreańska Korporacja Energii Elektrycznej (Korea Pd.) albo Kansai Korporacja Energii Elektrycznej
KHNP	<i>Korea Hydro & Nuclear Power Company (South Korea)</i> – Południowokoreańskie przedsiębiorstwo energii wodnej i jądrowej
KLT-40S	<i>Floating Reactor Design (Russia)</i> – pływający reaktor KLT-40S
LBNL L	<i>Lawrence Berkeley National Laboratory</i> – Lawrence Berkeley Krajowe Multidyscyplinarne Laboratorium Naukowe
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i> – uśredniony koszt energii elektrycznej
LTE	<i>Long-Term Enclosure or "Safe Storage"</i> – długoterminowe zamknięcie lub bezpieczne składowanie
LTO	<i>Long-Term Outage</i> – długotrwałe zawieszenie
LTS	<i>Long-Term Shutdown</i> – długoterminowe wyłączenie
LWR	<i>Light-Water Reactor</i> – reaktor wodny ciśnieniowy
MIT	<i>Massachusetts Institute of Technology (U.S.)</i> – Instytut Technologiczny w Massachusetts (USA)
MoE	<i>Ministry of the Environment (Japan)</i> – Japońskie Ministerstwo Środowiska
NEA	<i>National Energy Administration (China) or Nuclear Energy Agency (OECD)</i> – Krajowa Administracja Energii (Chiny) albo Agencja Energii Jądrowej (OECD)
NEI	<i>Nuclear Engineering International</i> – Instytut Energii Jądrowej
NIW	<i>Nuclear Intelligence Weekly (Publication)</i> – tygodnik <i>Nuclear Intelligence Weekly</i>
NPT	<i>Non-Proliferation Treaty</i> – Układ o nierozprzestrzenianiu broni jądrowej
NRC	<i>Nuclear Regulatory Commission (U.S. or Japan)</i> – Komisja Regulacji Jądrowej (USA albo Japonia)
OECD	<i>Organisation for Economic Co-operation and Development</i> – Organizacja Współpracy Gospodarczej i Rozwoju
OL ₃	<i>Olkiluoto-3 Project (Finland)</i> – elektrownia atomowa Olkiluoto 3 w Finlandii
PFBR	<i>Prototype Fast Breeder Reactor</i> – Prototypowy reaktor prędko powielający

PG&E	<i>Pacific Gas and Electric Company (U.S.)</i> – amerykańskie przedsiębiorstwo inwestycyjne
PHWR	<i>Pressurized High Water Reactor</i> – reaktor ciężkowodny
PLEX	<i>Plant Life Extension</i> – wydłużenie działania zakładu
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i> – umowa zakupu energii
PRIS	<i>Power Reactor Information System</i> – system informacyjny reaktora jądrowego
PWR	<i>Pressurized Water Reactor</i> – reaktor wodny ciśnieniowy
RBMK	<i>Graphite-Moderated Boiling Water Reactor – Chernobyl Type</i> – Reaktor wrzącej wody z moderatorem grafitowym
REN21	<i>Renewable Energy Policy Network for the 21st Century</i> – Globalna sieć społeczna na rzecz energii odnawialnej w XXI wieku
SMART	<i>System-Integrated Modular Advanced Reactor</i> – zaawansowany mały reaktor modułowy
SMR	<i>Small Modular Reactor</i> – Mały modułowy reaktor
TEPCO	<i>Tokyo Electric Power Company (Japan)</i> – japoński operator jądrowy
TVO	<i>Teollisuuden Voima's – Nuclear Power Company (Finland)</i> – Teollisuuden Voima's – fińskie przedsiębiorstwo
U.K.	<i>United Kingdom</i> – Królestwo Wielkiej Brytanii
U.S.	<i>United States</i> – Stany Zjednoczone
U.S. DOE	<i>U.S. Department of Energy</i> – Departament Energii Stanów Zjednoczonych
U.S. EIA	<i>U.S. Energy Information Administration</i> – Urząd ds. Informacji o Energii
UAE	<i>United Arab Emirates</i> – Zjednoczone Emiraty Arabskie
UNEP	<i>United Nations Environment Program</i> – Program Środowiskowy Organizacji Narodów Zjednoczonych
VVER	<i>Vodo-Vodianoi Energueticheski Reaktor – Russian Pressurized Water Reactor Design</i>
WNA	<i>World Nuclear Association</i> – Światowe Stowarzyszenie Jądrowe
WNISR	<i>World Nuclear Industry Status Report</i> – Światowy raport na temat przemysłu jądrowego
WNN	<i>World Nuclear News</i> – Światowe Wiadomości Nuklearne

JEDNOSTKI ENERGII I INNE

kW	kilowat (jednostka mocy, na przykład elektrycznej)
kWh	kilowatogodzina (jednostka energii, na przykład elektrycznej, zarówno produkcji, jak i zużycia)
MW	megawat (10 ⁶ watów)
GW	gigawat (10 ⁹ watów)
GWe	gigawat mocy elektrycznej
TWh	terawatogodzina (10 ¹² watogodzin)
J	dżul (jednostka energii w systemie SI)
EJ	eksadżul lub 10 ¹⁸ dżuli
mtoe	milion ton ekwiwalentu ropy

ANEKS 6: STAN ENERGETYKI JĄDROWEJ NA ŚWIECIE (na 1 lipca 2019 roku)

Kraj	Reaktory jądrowe					Energia elektryczna*	Energia pierwotna*
	Działające		Długotrwale zawieszona działalność	Średni czas ^a	W budowie	Udział w produkcji ^b	Udział w komercyjnej produkcji ^c
	Liczba jednostek	Moc (MW)	Liczba jednostek	Lata	Liczba jednostek		
Argentyna	3	1 633		28,8	1	4,7% (=)	1,8% (=)
Armenia	1	375		39,5		25,6% (-)	
Bangladesz	-	-		-	2		
Belgia	7	5 918		39,3		39,0% (-)	10,4% (-)
Białoruś	-	-		-	2		
Brazylia	2	1 884		28,1		2,7% (=)	1,2% (=)
Bułgaria	2	1 966		29,8		34,7% (=)	19,7% (=)
Chiny	47	45 498	1	7,2	10	4,2% (=)	2,0% (=)
Czechy	6	3 932		28,0		34,5% (+)	16,1% (=)
Finlandia	4	2 784		40,3	1	32,4% (=)	17,8% (=)
Francja	58	63 130		34,4	1	71,7% (=)	38,5% (=)
Hiszpania	7	7 121		34,4		20,4% (=)	8,9% (=)
Holandia	1	482		46,0		3,0% (=)	0,9% (=)
Indie	21	6 165		22,3	7	3,1% (=)	1,1% (=)
Iran	1	915		7,8		2,1% (=)	0,6% (=)
Japonia	9	8 706	24	28,4/29,9	1	6,2% (+)	2,4% (+)
Kanada	18	12 676	1	36,4/36,0		14,9% (=)	6,6% (=)
Korea Południowa	23	22 153	1	20,1/19,9	4	23,7% (-)	10,0% (-)
Meksyk	2	1 552		27,4		5,3% (=)	1,6% (=)
Niemcy	7	9 515		32,8		11,7% (=)	5,3% (=)
Pakistan	5	1 318		15,9	2	6,8% (=)	2,6% (=)
Republika Płd. Afryki	2	1 860		34,6		4,7% (-)	2,1% (=)
Rumunia	2	1 300		17,5		17,2% (=)	7,7% (=)
Rosja	36	28 355		29,1	5	17,9% (=)	6,4% (=)
Słowacja	4	1 814		27,3	2	55,0% (=)	20,6% (=)
Słowenia	1	688		37,7		35,9% (-)	18,6% (-)

Kraj	Reaktory jądrowe					Energia elektryczna*	Energia pierwotna*
	Działające		Długotrwale zawieszona działalność	Średni czas ^a	W budowie	Udział w produkcji ^b	Udział w komercyjnej produkcji ^c
	Liczba jednostek	Moc (MW)	Liczba jednostek	Lata	Liczba jednostek		
Szwajcaria	5	3 333		44,2		37,7% (+)	20,9% (+)
Szwecja	8	8 631		38,9		40,3% (=)	29,0% (+)
Tajwan	4	3 844	1	37,0/36,1		11,4% (+)	5,3% (-)
Turcja	-	-		-	1		
Ukraina	15	13 107		30,4		53,0% (-)	22,7% (=)
USA	97	98 658		38,9	2	19,3% (=)	8,4% (=)
Węgry	4	1 902		34,0		50,6% (=)	15,0% (=)
Wielka Brytania	15	8 923		35,4	1	17,7% (-)	7,7% (=)
Zjednocz. Emiraty Arabskie	-	-		-	4		
Unia Europejska	126	118 106		34,4	5	25,2% (=) ^c	11,1% (=)
Świat	417	370 138	28	29,9/30,1	46	10,2% (=) ^c	4,4% (=)

Źródło: WNISR2019, IAEA-PRIS, BP, 2019

* (+) to wzrost w porównaniu do poprzedniego roku; (-) to zmniejszenie w porównaniu do poprzedniego roku; (=) brak zmiany (zmiana o mniej niż 1 punkt procentowy)

a - obejmuje reaktory długotrwale zawieszone w działalności / nie obejmuje reaktorów długotrwale zawieszonych w działalności (kiedy występuje różnica)

b - za: IAEA-PRIS, "Nuclear Share of Electricity Generation in 2018", stan na 1 lipca 2019 roku

c - za: BP, "Statistical Review of World Energy", 2019

UWAGA

Raport ten zawiera bardzo dużą liczbę danych liczbowych i faktograficznych.

Robimy wszystko, co w naszej mocy, aby je sprawdzić, zaktualizować
i zadbać o korektę, ale nikt nie jest doskonały.

Autorzy z wdzięcznością przyjmują poprawki i sugestie dotyczące ulepszeń.

KONTAKTY DO AUTORÓW PROWADZĄCYCH

Mycle Schneider

45, Allée des deux cèdres
91210 Draveil (Paris) France
Ph: +33-1-69 83 23 79

E: MYCLE@WORLDNUCLEARREPORT.ORG

Antony Froggatt

53a Neville Road
London N16 8SW United Kingdom
Ph: +44-79 68 80 52 99

E: ANTONY@FROGGATT.NET