

e-ISSN 2353-9062
ISSN 0867-4752

1 (119) 2021

BEZPIECZEŃSTWO JĄDROWE I OCHRONA RADIOLOGICZNA



60 lat eksploatacji
Krajowego
Składowiska
Odpadów
Promieniotwórczych



PAŃSTWOWA
AGENCJA
ATOMISTYKI

Wydawca: **Państwowa Agencja Atomistyki**
ul. Bonifraterska 17, 00-203 Warszawa

Redakcja: ul. Bonifraterska 17, 00-203 Warszawa
TEL. 22 628 94 39
FAX 22 621 37 86
E-MAIL biuletyn@paa.gov.pl
WWW. gov.pl/web/paa

Prof. dr hab. Janusz JANECZEK, Przewodniczący Rady Programowej

Maciej JURKOWSKI, Redaktor naczelny

Marek WOŹNIAK, Redaktor techniczny

e-ISSN 2353-9062
ISSN 0867-4752

Druk: Agencja Reklamowa TOP Agnieszka Łuczak

BEZPIECZEŃSTWO JĄDROWE I OCHRONA RADIOLOGICZNA

BIULETYN INFORMACYJNY PAŃSTWOWEJ AGENCJI ATOMISTYKI

Nr 1 (119) 2021
Warszawa

Spis treści

Andrzej Strupczewski	
Elektrownie jądrowe – bezpieczeństwo i koszty	5
Ernest Staroń	
Probabilistyczna analiza bezpieczeństwa elektrowni jądrowej dla zagrożeń zewnętrznych	21
Piotr Leśny	
Kontrola dostawców i wykonawców przez organy dozoru jądrowego. Kontrola zdalna	28
Krzysztof Rzymkowski	
Transport morski materiałów promieniotwórczych	39
Wojciech Głuszewski	
Radiacyjna odporność stałego paliwa raketowego	46

Szanowni Państwo

Na okładce naszego Biuletynu pojawiło się obok logo PAA jeszcze drugie – Krajowego Składowiska Odpadów Promieniotwórczych w Róźnie, które w tym roku obchodzi sześćdziesięciolecie swojego funkcjonowania, jako jedyne w Polsce składowisko krótkożyciowych zużytych źródeł i odpadów promieniotwórczych nisko i średnioaktywnych. Ta okrągła rocznica jest dobrą okazją, by przybliżyć Państwu problematykę gospodarowania odpadami promieniotwórczymi – której zamierzamy poświęcić kolejny numer Biuletynu.

Natomiast artykuły bieżącego numeru nawiązują do tematyki związanej z rewitalizacją Programu polskiej energetyki jądrowej (PPEJ), o której była mowa w poprzednim numerze naszego Biuletynu.

W pierwszym z tych artykułów **Andrzej Strupczewski** omawia dwa najistotniejsze dla ogółu społeczeństwa aspekty bezpieczeństwa elektrowni jądrowych generacji 3/3+, jakie mają być budowane w Polsce. Są to nie tylko zdecydowanie **mniejsze zagrożenia** z ich strony dla zdrowia i życia ludności, ale i realna szansa na **obniżenie cen energii** elektrycznej dla gospodarstw domowych po ich wprowadzeniu do polskiego systemu elektroenergetycznego, przy równoczesnym **osiągnięciu celów klimatycznych**. Autor przedstawia bogato udokumentowane źródłowo dane i wyniki wariantowych analiz wpływu różnych czynników na poszczególne składowe łącznych kosztów wytwarzania energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym o określonym miksie różnych źródeł energii, z udziałem elektrowni jądrowych. Szczególnie cenne są wnioski dotyczące możliwości obniżenia kosztów ponoszonych w okresie budowy elektrowni jądrowej, stanowiących dominującą składową łącznego kosztu wytwarzania energii elektrycznej z tego źródła energii. Bardzo istotne są także wnioski dotyczące konieczności optymalizacji poziomu udziału OZE w krajowym miksie energetycznym. Zastosowana w analizach metodyka kosztu całkowitego uwzględnia tzw. koszty zewnętrzne. Są to m.in. koszty współpracy różnych źródeł energii z systemem elektroenergetycznym, koszty emisji CO₂ oraz inne koszty środowiskowe i makroekonomiczne, zwykle nieuwzględniane ani w ofertach dostawców technologii, ani w rachunku inwestorskim, ale i tak wchodzące w cenę płaconą za prąd przez odbiorcę końcowego.

Dozór jądrowy, sprawowany przez **organy dozoru**¹, polega na: ustalaniu **wymagań** (ang. *law, regulations*), **ocenie bezpieczeństwa** (ang. *safety assessment*), **nadawaniu uprawnień i wydawaniu zezwoleń** (ang. *authorisation, licensing*) z warunkami dotyczącymi prowadzenia określonej działalności w konkretnym obiekcie lub z konkretnym źródłem promieniowania jonizującego, oraz na **kontrolach i egzekwowaniu** (ang. *inspection and enforcement*) działań naprawczych w licencjonowanych obiektach i działalnościach ze źródłami promieniowania. Kolejne dwa artykuły poświęcone są niektórym z wyżej wymienionych elementów sprawowania dozoru jądrowego, a dotyczą tematyki szczególnie istotnej w dozorcze bezpieczeństwa elektrowni jądrowej.

W pierwszym z nich, poświęconym zagadnieniu **oceny bezpieczeństwa**, **Ernest Staroń** przedstawia niektóre praktyczne aspekty prowadzenia probabilistycznych analiz bezpieczeństwa elektrowni jądrowej w odniesieniu do zagrożeń wywołanych zdarzeniami zewnętrznymi.

W drugim z tych artykułów, dotyczącym **wymagań oraz kontroli i egzekwowania**, **Piotr Leśny** wskazuje istniejące podstawy prawne prowadzenia przez polskie organy dozoru kontroli przyszłych dostawców urządzeń i wyposażenia oraz wykonawców prac na budowie elektrowni jądrowej. Omawia także praktykę i metody prowadzenia takich kontroli w krajach posiadających od lat energetykę jądrową, w tym kontroli zdalnych, wykorzystujących najnowsze technologie.

W kolejnym artykule **Krzysztof Rzymkowski** podejmuje temat organizacji i zapewnienia bezpieczeństwa **transportu morskiego** materiałów promieniotwórczych, włącznie z materiałami jądrowymi. Autor przedstawia stosowane na świecie rodzaje transportu morskiego, rodzaje stosowanych pojemników i opakowań w zależności od rodzajów przewożonych materiałów oraz statki przystosowane do ich transportu, w tym także paliwa stosowanego w elektrowniach jądrowych.

Numer zamyka artykuł **Wojciecha Głuszewskiego**, stanowiący podsumowanie wcześniejszych prac badawczych autora nad wpływem tzw. promieniowania kosmicznego na degradację niektórych istotnych elementów statków kosmicznych, w tym paliwa raketowego. Jest to pierwszy na naszych łamach artykuł dotyczący problemów związanych z promieniowaniem kosmicznym.

Życzymy Państwu owocnej lektury,

Redaktor Naczelny
Maciej Jurkowski

¹ Organami dozoru jądrowego (ang. *regulatory body*) w Polsce są **Prezes Państwowej Agencji Atomistyki (PAA)** i kierowani przez niego **inspektorzy dozoru jądrowego** (ang. *nuclear regulatory inspectors*), wspomagani przez analityków, prawników i pozostały personel **urzędu/institucji dozoru jądrowego** (ang. *Nuclear Regulatory Authority, NRA*), jakim jest Państwowa Agencja Atomistyki.

Elektrownie jądrowe – bezpieczeństwo i koszty

Nuclear power plants – safety and costs

Andrzej Strupczewski
Narodowe Centrum Badań Jądrowych

Streszczenie: Dawki promieniowania otrzymywane przez człowieka, powodowane przez elektrownie jądrowe, w czasie normalnej eksploatacji są znacznie niższe od pochodzących od tła naturalnego¹, a w przypadku reaktorów III generacji nie powodują zagrożenia poza strefą ograniczonego użytkowania nawet w razie hipotetycznej awarii związanej ze stopieniem rdzenia. Nakłady inwestycyjne są wysokie, ale w przeliczeniu na jednostkę wytwarzanej energii niższe od podawanych dla odnawialnych źródeł energii. Dzięki niskim kosztom paliwa i wysokiemu współczynnikowi wykorzystania mocy zainstalowanej elektrownie jądrowe są najkorzystniejszym z punktu widzenia społeczeństwa czystym źródłem wytwarzania energii.

Słowa kluczowe: promieniowanie z elektrowni jądrowych, zagrożenia radiacyjne w razie awarii ze stopieniem rdzenia, nakłady inwestycyjne na budowę elektrowni jądrowych, współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej, niskie koszty eksploatacyjne.

Abstract: Radiation doses due to nuclear power plants normal operation are significantly lower than those received by mankind from natural sources, and in the case of reactors of III generation the radiation levels outside exclusion zone are not dangerous even in the case of hypothetical accidents with reactor core melt. The costs of nuclear power plant construction are high, but when they are related to energy production they turn out to be lower than the costs of energy production from wind mills or photovoltaic cells. Owing to the low fuel costs and high capacity factors nuclear power plants are the best clean energy source for the society.

Keywords: Radiation doses from nuclear power plants, low radiation hazards after core melt, costs of nuclear power plant construction, nuclear power plant capacity factors, low operational costs.

1. Czemu potrzebujemy elektrowni jądrowych?

Przyjęty przez Unię Europejską plan Europejski Zielony Ład, dzięki któremu kraje UE w 2050 roku mają osiągnąć zerowy poziom emisji gazów cieplarnianych netto, oznacza poważne wyzwanie dla Polski, w której obecnie 70% energii elektrycznej wytwarzane jest przez elektrownie opalane węglem. Według Polityki Energetycznej Polski do roku 2040² Polska ma zmniejszyć zdecydowanie swe emisje gazów cieplarnianych poprzez wprowadzenie energetyki jądrowej i odnawialnych źródeł energii. Ale każdemu zainteresowanemu tą opcją wytwarzania energii nasuwają się dwa pytania:

1. czy elektrownie jądrowe są bezpieczne oraz
2. czy Polskę stać na budowę elektrowni jądrowych?

Postaram się w tym artykule na oba te pytania odpowiedzieć.

2. Jakie są dodatkowe dawki promieniowania jonizującego, otrzymywane przez osoby zamieszkałe wokół elektrowni jądrowej, związane z jej eksploatacją?

Emisje radionuklidów z elektrowni jądrowych – stale zmniejszane

Elektrownie jądrowe wytwarzają obecnie około 11% energii elektrycznej zużywanej na świecie, nie powodując emisji CO₂, a liczba bloków z reaktorami energetycznymi przekroczyła 430 w 31 krajach świata³. Mimo to wkład elektrowni jądrowych w ogólny poziom promieniowania jest pomijalnie mały – dawka otrzymywana przez człowieka wynosi 0,001 mSv/rok wobec średniej 2,4 mSv/rok, otrzymywanej przez te osoby od promieniowania tła naturalnego i dodatkowo średnio 0,86 mSv/rok w trakcie zabiegów medycznych.

¹ Wartości tych dawek bywają mniejsze nawet od różnic w wartościach dawek od tła naturalnego, występujących pomiędzy różnymi lokalizacjami.

² Załącznik do uchwały nr 22/2021 Rady Ministrów z dnia 2 lutego 2021 r.

³ <http://www.world-nuclear.org/info/Current-and-Future-Generation/Nuclear-Power-in-the-World-Today/>

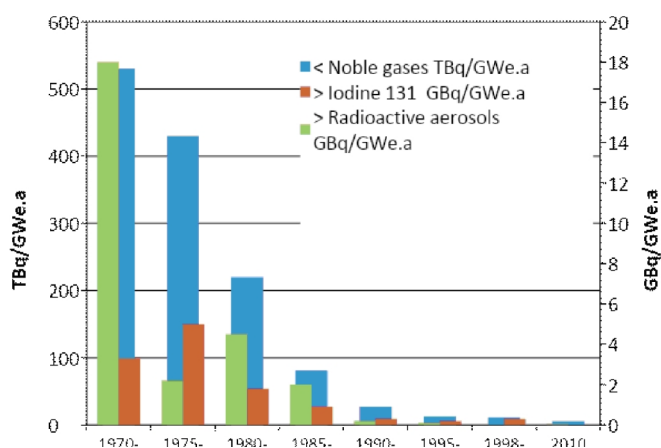
Systematyczne wysiłki operatorów i firm budujących elektrownie jądrowe, zmierzające do ograniczenia emisji substancji promieniotwórczych do otoczenia i utrzymania narażenia pracowników oraz ludności na promieniowanie na poziomie tak niskim, jak to możliwe w rozsądnych granicach (ang. *as low as reasonably achievable*, ALARA)⁴, doprowadziły do wielu znaczących sukcesów. Nikt ani z personelu, ani z ludności wokoło elektrowni nie otrzymał dawek, które spowodowałyby utratę zdrowia lub życia, nikt – poza ofiarami Czarnobyla, który nie jest typowy dla reaktorów energetycznych i był omówiony osobno⁵. Energetyka jądrowa nie spala węgla, więc z natury rzeczy nie wydziela gazów wywołujących efekt cieplarniany, ani nie powoduje zanieczyszczeń atmosfery związkami siarki, azotu i pyłami, tak jak energetyka węglowa. Natomiast dzięki temu, że od pierwszych lat jej rozwoju przywiązywano ogromną wagę do redukcji emisji substancji promieniotwórczych i ograniczenia narażenia radiacyjnego personelu, energetyka jądrowa osiągnęła wyniki, które powinny być wzorem dla innych gałęzi przemysłu. Dotyczy to zarówno działań zmierzających do zmniejszania zagrożeń społeczeństwa, jak i pracowników.

Według zasad przyjętych przez Komisję Energii Atomowej USA w połowie XX wieku, a więc na samym początku rozwoju energetyki jądrowej, żadna osoba nie może być narażona na znaczące dodatkowe zagrożenie wskutek pracy elektrowni jądrowej, a społeczne ryzyko wynikające z pracy elektrowni jądrowej powinno być porównywalne z ryzykiem powodowanym przez inne formy wytwarzania energii i nie może wywoływać znaczącego zwiększenia całkowitego zagrożenia społecznego. W celu spełnienia powyższych warunków ustalono [1], że dawki wokoło EJ należy ograniczyć tak, by powodowane przez nie średnie ryzyko zgonu na choroby nowotworowe wśród populacji mieszkającej w promieniu 16 km nie przekraczało 0,1% sumy zgonów na choroby nowotworowe wynikających ze wszystkich innych przyczyn.

W owym czasie średnia umieralność na nowotwory wynosiła w USA około 2 zgonów na 1000 mieszkańców na rok, tak że określona liczbowo wartość zagrożenia dopuszczalnego z uwagi na eksploatację elektrowni jądrowych dla krytycznej grupy ludności⁶ wynosiła 2 zgony na milion osób na rok.

Od tej pory poziom uwolnień produktów rozszczepienia z reaktorów jądrowych do otoczenia elektrowni stale malał. Na rysunku 1 pokazano spadek poziomu uwolnień jodu, gazów szlachetnych i pyłów promieniotwórczych do atmosfery z elektrowni jądrowych z reaktorami PWR.

Jak wynika z danych zestawionych na rysunku, starania operatorów energetyki jądrowej, dążące do tego, aby zredukować narażenia radiacyjne, dają wyniki. Obecne śred-



Rys. 1. Redukcja emisji z reaktorów PWR, dane liczbowe z UNSCEAR 2000 [2] i UNSCEAR 2016 [3], emisje określone w TBq lub GBq na jednostkę energii elektrycznej wyprodukowaną w ciągu roku przy pracy ciągłej na pełnej mocy (rys. własny).

Fig. 1. Reduction of emissions from PWRs, numerical data from UNSCEAR (source: [2], [3]).

nie emisje dla reaktorów PWR to gazy szlachetne 5,8 TBq/GWa, jod I-131 0,08 GBq/GWa, pyły 0,036 GBq/GWa. Średnie uwolnienia jodu i aerozoli z elektrowni francuskich wynosiły w 2000 roku około 0,4% dopuszczalnych uwolnień w skali rocznej [4]. Uwolnienia ciekłych odpadów promieniotwórczych wynosiły około 0,5% wielkości dopuszczalnych. Im nowsze reaktory, tym wydzielenia są mniejsze. W innych krajach emisje są również systematycznie redukowane.

Dawki wokół elektrowni jądrowych – dopuszczalne i rzeczywiste

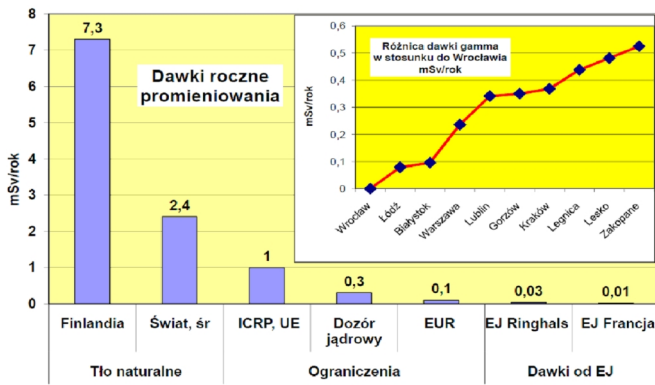
Wielkość rekomendowanej dawki dopuszczalnej dla ludności powodowanej przez instalacje jądrowe i inne sztuczne źródła promieniowania jonizującego określiła Międzynarodowa Komisja Ochrony Przed Promieniowaniem (ICRP) jako 1 mSv/rok. Wielkość tę przyjęto jako obowiązującą w krajach Unii Europejskiej. Jak wynika z analizy danych przedstawionych na rysunku 2, jest ona znacznie niższa od różnic w dawkach promieniowania naturalnego otrzymywanych przez ludność w różnych krajach Europy, np. między Finlandią a Polską. Ponadto, graniczne wielkości uwolnień ustalane przez dozór jądrowy są mniejsze od dawek określonych przez ICRP, a elektrownie starają się utrzymać emisje na poziomie jak najmniejszym zgodnie z zasadą ALARA. W efekcie rzeczywiste dawki wokoło EJ są znacznie niższe od dozwolonych.

Gdyby mieszkaniec Wrocławia przeprowadził się do Krakowa, otrzymywana przez niego dawka roczna od naturalnego promieniowania gamma wzrosłaby o 0,36 mSv. Gdyby zaś koło jego mieszkania we Wrocławiu wybudowa-

⁴ Zasada wprowadzona w okresie prób z bronią jądrową, stanowiąca logiczne uzupełnienie hipotezy LNT twierdzącej, że nie ma progu, poniżej którego promieniowanie przestaje być zagrożeniem.

⁵ <https://www.energetyka24.com/gaz/strupczewski-promieniowanie-w-czarnobylu-jest-mniejsze-niz-w-pol>

⁶ Krytyczna grupa ludności – grupa najbardziej zagrożona, np. w przypadku ludności wokoło elektrowni jądrowej jest to zwykle grupa niemowląt lub dzieci w wieku 2–7 lat, zamieszkających w rejonie wokoło EJ.



Rys. 2. Porównanie dawek promieniowania od EJ z otrzymywanymi od źródeł naturalnych i z dawkami dozwalonymi (rys. własny).

Fig. 2. Comparison of radiation doses from NPPs with natural background and dose limits. Finland, World, ICRP, EU, nuclear regulatory bodies, EUR, NPP Ringhals, NPP France, Natural background, Limits, Doses from NPPs, Annual radiation doses. Difference of gamma radiation dose related to the dose in Wrocław.

no nowoczesną elektrownię jądrową z typowym francuskim reaktorem PWR, to dodatkowa dawka promieniowania wyniosłaby (na płocie tej elektrowni!) tylko 0,01 mSv/rok, a więc ponad 30 razy MNIEJ!

3. Jakie może być zagrożenie radiacyjne wynikające z awarii elektrowni jądrowej?

Cechy bezpieczeństwa elektrowni jądrowych III generacji

Awarie w elektrowniach w Czarnobylu i Fukushima zdarzyły się wskutek różnych przyczyn. Katastrofa w Czarnobylu nastąpiła wskutek zasadniczych błędów w projekcie tego reaktora, które uniemożliwiłyby zbudowanie takiej elektrowni w jakimkolwiek kraju poza ZSRR. Natomiast awaria w Fukushima była następstwem największego w dziejach Japonii trzęsienia ziemi i tsunami. W jej wyniku nastąpiło sprawdzenie stanu reaktorów na całym świecie pod kątem ich odporności na zagrożenia zewnętrzne (ang. *stress test*).

Awarie w EJ Fukushima Daiichi to najpoważniejsza awaria, jaka mogła się wydarzyć w reaktorze tego typu (BWR). Była to kompletna utrata zasilania elektrycznego, która zdarzyła się nagle, w ciągu jednej sekundy i trwała przez długi okres. Świadectwem bezpieczeństwa konstrukcji reaktorowych jest to, że ten najgroźniejszy rodzaj awarii w najstarszych, najbardziej prymitywnych reaktorach jeszcze wówczas eksploatowanych w Japonii nie spowo-

dował ani jednego zgonu wskutek napromieniowania, ani nawet nie wywołał żadnej choroby popromiennej.

Gdy zawali się most w Japonii, ludność Europy lub USA nie wychodzi na ulice, żądając likwidacji przemysłu budowy mostów i zamknięcia wszystkich mostów na zawsze. Żąda się, by przeprowadzono dochodzenie i wyciągnięto wnioski, tak, aby nowe mosty były zbudowane bezpiecznie.

Błędy popełnione w projekcie EJ Fukushima są niewybaczalne i zostały wyeliminowane w istniejących elektrowniach oraz w projektach nowych elektrowni jądrowych. Po awarii elektrowni jądrowej w Fukushima Unia Europejska i USA przeprowadziły akcję „stress testów”, w której zbadano odporność elektrowni jądrowych na zagrożenia większe niż maksymalne przyjmowane w projektach. Badano niezawodność zasilania awaryjnego zagrożonego pożarem, powodzią i trzęsieniem ziemi o natężeniu większym niż możliwe w danej lokalizacji, a także sprawdzano przygotowanie organizacyjne personelu i skutki możliwych awarii sprzętu lub błędów człowieka.

W przypadku nowych elektrowni jądrowych, które projektowano, uwzględniając możliwe akty terrorystyczne, wprowadza się układy bezpieczeństwa (w tym: chłodzenia rdzenia) nie wymagające zasilania z zewnątrz, np. oparte na wykorzystaniu zjawisk naturalnych, jak konwekcja naturalna i skraplanie. Jako regułę przyjęto, że elektrownia musi być odporna na brak zasilania trwający przez 72 godziny. Zgodnie z wymaganiami bezpieczeństwa nowoczesne reaktory III generacji muszą być zaprojektowane w taki sposób, by nawet w razie ciężkiej awarii nie było potrzeby:

- podejmowania wczesnych działań ochronnych⁷ w odległości większej niż 800 m od reaktora;
- podejmowania działań opóźnionych⁸ w odległości większej niż 3 km od reaktora;
- podejmowanie działań długoterminowych⁹ w odległości większej niż 800 m od reaktora.

Pewne ograniczone środki zapobiegawcze, np. podawanie tabletek jodowych, mogą być stosowane. Nie są one uwzględniane w formułowaniu powyższych wymagań.

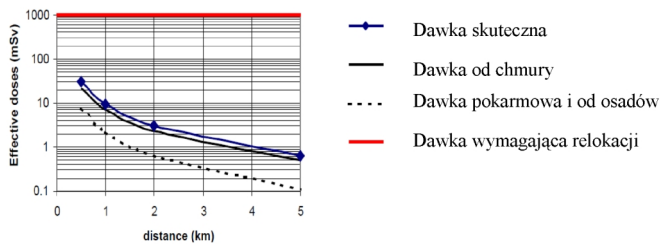
Jak pokazano na rysunku 3, dawki skuteczne w ciągu 50 lat po awarii reaktora EPR, w wyniku której następuje całkowite stopienie rdzenia, już w odległości 500 m są dużo mniejsze od dawki 1000 mSv, przy której zalecane jest przesiedlenie ludności [6]. Dawki na tarczycę są też niższe od dawki 100 mGy, przy której zalecane jest podanie preparatów ze stabilnym jodem (rys. 4).

Takie bezpieczeństwo zapewniają elektrownie jądrowe z EPR pracujące już w Chinach i budowane w Finlandii, Francji i w UK, a także reaktory AP1000 pracujące w Chi-

⁷ Działania ochronne w sytuacjach wyjątkowych (ang. *Emergency Protection Actions*) – działania obejmujące ewakuację na podstawie prognozy dawki do 7 dni, które można wdrożyć w fazie nagłego stanu zagrożenia, tj. podczas trwania wydzielenia radioaktywności. Okres ten jest z reguły krótszy niż 7 dni.

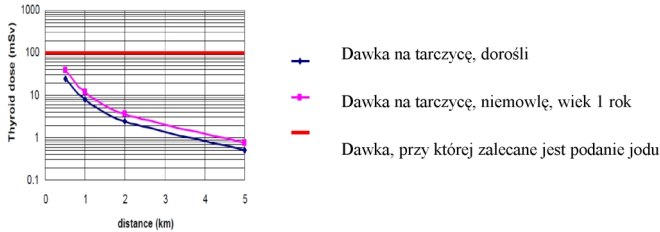
⁸ Działania opóźnione (ang. *Delayed Actions*) – działania obejmujące przemieszczenie mieszkańców na podstawie prognozy dawek oczekiwanych w ciągu 30 dni po awarii, powodowanych promieniowaniem gruntu i wchłanianiem zawiesiny aerozoli, które można wdrożyć po praktycznym zakończeniu fazy wydzielenia produktów rozszczepienia.

⁹ Działania długoterminowe (ang. *Long Term Actions*) – działania obejmujące trwałe przesiedlenie ludności na podstawie przewidywanych dawek w ciągu 50 lat powodowanych przez promieniowanie gruntu i powtórne tworzenie zawiesiny aerozoli. Dawki otrzymywane drogą pokarmową nie są przy tym uwzględniane.



Rys. 3. Dawki w ciągu 50 lat po awarii reaktora EPR z całkowitym stopieniem rdzenia (źródło: UK EPR PCSR [5], cytowane za zezwoleniem).

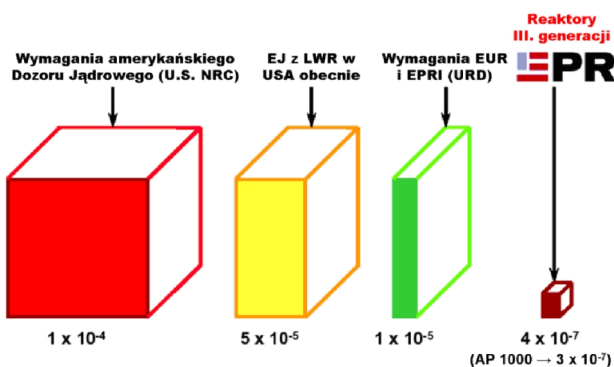
Fig. 3. Long term doses (over 50 years) after severe accident with core melt in EPR. Effective dose (adult). Plume dose, Ingestion, Relocation.



Rys. 4. Dawki na tarczycę w ciągu 50 lat po awarii reaktora EPR po całkowitym stopieniu rdzenia (źródło: UK EPR PCSR[5], cytowane za zezwoleniem).

Fig. 4. Long term (over 50 years) thyroid dose (mSv) after severe accident with core melt in EPR Thyroid dose (adult), Thyroid dose 1 year old infant, Iodine prophylaxis.

nach oraz budowane w USA. Nawet po całkowitym stopieniu rdzenia – co jest najcięższą możliwą awarią, rozpatrywaną jako zagrożenie hipotetyczne – reaktory III generacji nie stwarzają zagrożenia dla okolicznych mieszkańców. Ilustruje to wykres przedstawiający wielkości dawek po takiej najcięższej awarii w reaktorze EPR z podwójną obudową bezpieczeństwa, budowanym w Hinkley Point C w Wielkiej Brytanii. Podobne bezpieczeństwo zapewniają też reaktory AP1000. Częstość ciężkich awarii jest dużo mniejsza od limitu ustalonego przez dozór jądrowy USA, jak widać na rysunku 5.



Rys. 5. Reaktory III generacji – EPR i AP1000 zapewniają redukcję prawdopodobieństwa awarii setki razy poniżej wymagań dozoru jądrowego USA.

Fig. 5. Reactors of III Generation, EPR and AP1000, assure reduction of severe accident frequency hundreds times below requirements of US Nuclear Regulatory Commission.

Jak widać, reaktory III generacji zapewniają nam czyste niebo i wodę w czasie normalnej eksploatacji, a skutki awarii są znikome. Nawet najcięższe awarie nie powodują zagrożenia życia ludzi, a ich prawdopodobieństwo jest mniejsze od zagrożenia zgonem wskutek uderzenia pioruna. Pozostaje więc pytanie, czy nas stać na energetykę jądrową? Jakie są koszty budowy elektrowni jądrowych?

4. Koszty budowy elektrowni jądrowych

Elementy uwzględniane w ocenie kosztów energetyki jądrowej

Energetyka jądrowa jest konkurencyjna ekonomicznie wobec innych źródeł energii z wyjątkiem krajów, które mają bezpośredni dostęp do paliw kopalnych (kopalnie odkrywkowe) i nie stosują się do przyjętej przez większość krajów polityki klimatycznej (opłaty za emisję CO₂). Koszty paliwowe w elektrowniach jądrowych są małą częścią kosztów łącznych, co zapewnia tym elektrowniom konkurencyjność, chociaż nakłady inwestycyjne są większe niż na elektrownie węglowe i dużo większe niż na elektrownie opalane gazem.

Przy ocenie kosztów energii jądrowej uwzględnia się w pełnym wymiarze **koszty likwidacji** elektrowni oraz unieszkodliwiania odpadów promieniotwórczych. Z punktu widzenia społeczeństwa ważne są nie tylko koszty ponoszone przez posiadacza elektrowni jądrowej, ale i **koszty współpracy z systemem** elektroenergetycznym oraz koszty strat zdrowotnych i środowiskowych, zwane **kosztami zewnętrznymi**. Uwzględnienie tych kosztów stawia energię jądrową na pierwszym miejscu jako najbardziej korzystną dla społeczeństwa.

Koszty łączne w skali całego okresu budowy i eksploatacji elektrowni¹⁰

Ocena kosztów w skali całego okresu życia elektrowni LCOE (ang. *Levelized Cost of Electricity*) pokazuje, że elektrownie jądrowe są źródłem taniej, niezawodnej i czystej energii elektrycznej. Istniejące elektrownie pracują z dużą niezawodnością, osiągając współczynniki wykorzystania mocy zainstalowanej, czyli stosunek mocy średniej w ciągu roku do mocy nominalnej, przekraczające 90%. Koszty eksploatacyjne włącznie z kosztami paliwa są niższe w przeliczeniu na 1 MWh niż w przypadku innych źródeł energii, włączając w to elektrownie wiatrowe i słoneczne, w których koszty obsługi są znaczące, mimo to, że „wiatr wieje za darmo”.

Elektrownie jądrowe są obecnie projektowane z założeniem całkowitego okresu ich eksploatacji 60 lat i dłużej.

Najważniejszym składnikiem kosztu energii jądrowej są **nakłady poniesione na budowę** elektrowni. Nakłady te

¹⁰To są koszty szacowane dla całego tzw. „okresu życia elektrowni” (ang. *life cycle assessment*).

wraz z kosztem oprocentowania kapitału stanowią 60–75% ceny energii elektrycznej uśrednionej na okres życia elektrowni. Gdy elektrownia jądrowa jest już zbudowana, koszty wytwarzania energii elektrycznej są niskie i stabilne.

Ze względu na zagrożenia polityczne związane z budową elektrowni jądrowej banki uważają to przedsięwzięcie za bardziej ryzykowne niż budowę elektrowni gazowej lub OZE i wymagają wyższego oprocentowania kredytów. W przypadku jeśli rządy danego kraju popierają budowę obiektu i gwarantują doprowadzenie jej do końca, a tradycja doprowadzania dużych inwestycji do końca jest znana, ryzyko znacznie maleje i maleją też stopy procentowe udzielanego kredytu (i ogólnie koszty kapitału). Dlatego udzielenie przez rząd gwarancji ma wielkie znaczenie dla oceny konkurencyjności ekonomicznej energii jądrowej.

Okres budowy elektrowni jądrowej

Ważny jest też okres, podczas którego udzielona przez bank pożyczka nie jest spłacana ze względu na brak przychodów ze sprzedaży energii, to jest okres budowy od wylania pierwszego betonu konstrukcyjnego do uruchomienia elektrowni jądrowej. W tym czasie kumulują się odsetki od niespłacanego kapitału, które określa się jako **odsetki okresu budowy** IDC (ang. *Interest During Construction*). Przy pięcioletnim cyklu budowy tak skumulowany dodatkowy koszt kapitału może sięgać 30% łącznych wydatków na budowę elektrowni¹¹. W przypadku siedmioletniego okresu budowy wielkość ta może wzrosnąć do 40%. Sprawne i szybkie zbudowanie elektrowni ma więc ogromny wpływ na jej koszt.

Okresy budowy są różne, głównie w zależności od tego, czy budowany jest blok prototypowy, czy też kolejny w serii wielu bloków i jakie doświadczenie w budowie tych bloków ma dostawca reaktora oraz współpracujący z nim generalny wykonawca. Dobrym na to przykładem jest budowa reaktorów EPR. Budowy pierwszego bloku z reaktorem III generacji EPR w Olkiluoto w Finlandii i pierwszego z blokiem EPR we Flamanville we Francji cierpiały na choroby wieku dziecięcego, które spowodowały duże opóźnienia w ich konstrukcji. Takie bloki klasyfikuje się jako pierwsze danego rodzaju – FOAK (ang. *first of a kind*) i zakłada się dla nich dłuższy czas budowy i wyższe koszty. Natomiast już bloki z reaktorami EPR w EJ Taishan w Chinach były budowane zdecydowanie sprawniej, a drugi blok z reaktorem EPR nr 4 w Taishan rozpoczął pracę w sieci w 2019 roku zgodnie z harmonogramem.

Jeśli w Polsce budowany będzie reaktor EPR, będzie on blokiem o numerze kolejnym 9 lub dalszym, bo poza blokami w Finlandii, Francji i w Chinach zbudowane zostaną 4 reaktory EPR w Wielkiej Brytanii, a Francja planuje

podjęcie w 2021 roku decyzji o budowie 6 nowych reaktorów EPR na własnym terytorium. Można więc oczekiwać, że doświadczenie w budowie wielu poprzednich bloków zapewni sprawne i terminowe zrealizowanie i tych, których budowa jest przewidywana w elektrowni jądrowej w Polsce. Wniosek ten potwierdza wynik analizy dotyczącej doświadczeń historycznych z budowy elektrowni jądrowych w 7 różnych krajach¹².

Budowa EJ w Taishan pozwoliła na pomyślne sprawienie **nowych technik budowy**. Znacznie skrócono np. czas potrzebny na instalację wykładziny obudowy bezpieczeństwa, podniesienie kopuły bezpieczeństwa na miejsce docelowe i spawanie obiegu pierwotnego. Budowa dwóch bloków w tej samej lokalizacji pozwoliła na optymalizację wykorzystania zasobów, zarówno w zakresie siły roboczej, jak i wyposażenia. Dobra organizacja prac na budowie pozwoliła przesuwać siły z jednego bloku na drugi, by uniknąć przestojów w budowie. Jak oświadczył Vakis Ramany, starszy wiceprezes zarządu grupy EDF, dyrektor do spraw rozwoju międzynarodowych projektów atomowych, na przykład przy budowie reaktorów w Taishan czas montażu komponentów układu chłodzenia bloku 2 został skrócony o 50% w stosunku do pierwszego bloku – z 12 do 6 tygodni. W rezultacie udało się zrealizować wszystkie kluczowe etapy budowy zgodnie z harmonogramem¹³. Doświadczenia z rozruchu bloku nr 1 pozwoliły też na znaczne skrócenie rozruchu bloku nr 2 (tab. 1). Samo skrócenie rozruchu dało znaczące oszczędności w całkowitym czasie budowy.

Podobne **skrócenie harmonogramu** prac zaobserwowano przy budowie w Chinach reaktorów AP1000. Pozwala to na stwierdzenie, że długi czas budowy pierwszych elektrowni jądrowych z reaktorami III generacji można będzie znacznie skrócić, budując następne bloki. Świadczy to o dużej roli, jaką w ich realizacji odgrywa **kompetencja realizatorów inwestycji jądrowej**.

Tabela 1. Skrócenie rozruchu reaktorów EPR w Taishan.
Table 1. EPR in NPP Taishan start-up time reduction.

	Taishan 1	Taishan 2
Badania rozruchowe na zimno > na gorąco	14,1 m-ca	5,2 m-ca
Badania rozruchowe na gorąco > załadunek paliwa	13,2 m-ca	4 m-ce
Załadunek paliwa > podłączenie do sieci	2,6 m-ca	2,4 m-ca
Podłączenie do sieci > praca komercyjna	5,5 m-ca	2,5 m-ca
Łączny czas trwania rozruchu	35,4 m-ca	14,1 m-ca

¹¹<https://www.mcs.anl.gov/~anitescu/EXTRAS/READING/NuclIndustryStudy-Summary.pdf>

¹²<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421516300106>

¹³Ramany: Francja może dać atomowi w Polsce technologii i wsparcie finansowe (ROZMOWA) – BiznesAlert.pl

Ocena ekonomiczna elektrowni jądrowej wymaga uwzględnienia szeregu składników:

Nakłady inwestycyjne

Nakłady inwestycyjne obejmują koszty przygotowania lokalizacji, budowy, produkcji urządzeń, montażu, rozruchu i sfinansowania budowy, ale również koszty około-budowlane, takie jak zarządzanie projektem, wynagrodzenie generalnego wykonawcy, rezerwę na nieprzewidziane wydatki. Nakłady inwestycyjne na elektrownie jądrowe są wysokie w porównaniu do elektrowni węglowych i gazowych, bo elektrownie te są od początku wyposażone w układy zapewniające niezawodną produkcję energii elektrycznej przy utrzymaniu czystego powietrza, czystej wody i gleby. Ponadto elektrownie jądrowe z reaktorami III generacji są odporne nawet na największe możliwe awarie i nie powodują zagrożenia okolicy. Polska przyjęła zasadę, że lepiej jest płacić więcej na etapie budowy i mieć pewność bezpieczeństwa, niż zaoszczędzać na wydatkach inwestycyjnych, ubezpieczać potem elektrownię na wysokie sumy i w razie awarii ponosić skutki zakłócenia życia mieszkańców i gospodarki kraju.

Budowa dużego reaktora wymaga pracy tysięcy robotników, techników i inżynierów, ogromnych ilości stali i betonu, tysięcy elementów i szeregu systemów zapewniających zasilanie w energię elektryczną, chłodzenie, wentylację, przepływ informacji, sterowanie i komunikację. W odniesieniu do jednego bloku są to ilości ogromne, ale w odniesieniu do wielkości wytwarzanej energii, przy porównaniu np. z elektrowniami wiatrowymi – gdzie dla wytworzenia tej samej energii potrzeba setek wiatraków – okazuje się, że ilości materiałów potrzebne dla elektrowni jądrowej są MNIEJSZE niż np. dla elektrowni wiatrowej¹⁴.

Aby móc porównywać różne rodzaje technologii, nakłady inwestycyjne muszą być odniesione do energii produkowanej w ciągu roku, np. jako USD/kWh. Mylące jest

podawanie jako parametru mocy szczytowej (znamionowej, nominalnej), osiąganej np. przez wiatraki przez około godzinę w roku. Znacznie lepszy obraz daje odniesienie nakładów do oczekiwanej mocy średniej w ciągu roku. Różnica w wyniku takiej oceny jest duża, np. dla wiatraków na lądzie, których moc średnia jest 4 razy mniejsza niż moc nominalna, pokazanie nakładów na moc średnią daje wynik 4 razy wyższy od wyniku obliczonego dla mocy nominalnej.

Oprocentowanie kapitału

Oprocentowanie kapitału ma ogromny wpływ na wielkość nakładów inwestycyjnych, tym większy, im dłużej trwa budowa.

W tabeli 2 przedstawiono, jak zmieniają się składowe kosztów inwestycyjnych w zależności od stopy oprocentowania kapitału.

Według oceny OECD stopa procentowa ma decydujący wpływ na koszt energii elektrycznej. Ilustruje to rysunek 6.

Oprocentowanie pożyczek bankowych zależy od zaufania banku do doświadczenia firm budujących elektrownię i od gwarancji rządu, że budowa dojdzie do skutku, a elektrownia zostanie uruchomiona.

Oprocentowanie kapitału może się zmieniać w czasie całego okresu użytkowania elektrowni. Na początku, szczególnie w razie budowy pierwszej elektrowni danego typu (FOAK), rząd może występować jako gwarant, że elektrownia zostanie zbudowana. Gdy już raz elektrownia powstanie i zacznie pracować, prywatni inwestorzy zachęteni pomyślnym uruchomieniem elektrowni i poparciem rządu mogą zapewnić własne fundusze. Budowa może się zacząć przy wysokiej stopie procentowej, na przykład 10%, co odzwierciedla duże ryzyko na początku realizacji projektu. W czasie pełnego cyklu użytkowania elektrowni koszt kapitału może zmaleć do 3% i niżej.

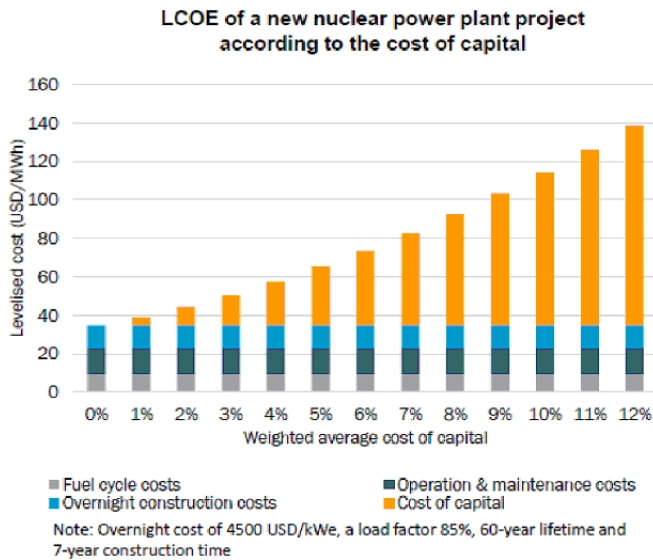
O znaczeniu oprocentowania kapitału w praktyce świadczy przykład elektrowni jądrowej Hinkley Point,

Tabela 2. Składowe kosztów inwestycyjnych (USD/MWh) w zależności od stopy oprocentowania kapitału [7].

Table 2. Components of investment costs (USD/MWh) depending on the capital interest rate.

Warunki finansowania EJ	Średni ważony koszt kapitału, WACC, %	Nakłady inwestycyjne	Amortyzacja	Utrzymanie i paliwo	Suma
Pożyczka skarbu państwa z grupy krajów rozwiniętych gospodarczo	1–4	7–25	10	30	47–65
Typowe średnie ważone koszty kapitału WACC odnoszonego do regulowanej wartości aktywów	5–7	30–42	10	30	70–82
Stopa zwrotu oczekiwana przy kontraktach długoterminowych	8–10	50–60	10	30	90–100
Elektrownie sprzedające energię na wolnym rynku hurtowym	11–14	70–90	10	30	110–130

¹⁴Strupczewski: Nakłady na OZE dużo wyższe niż na atom – BiznesAlert.pl

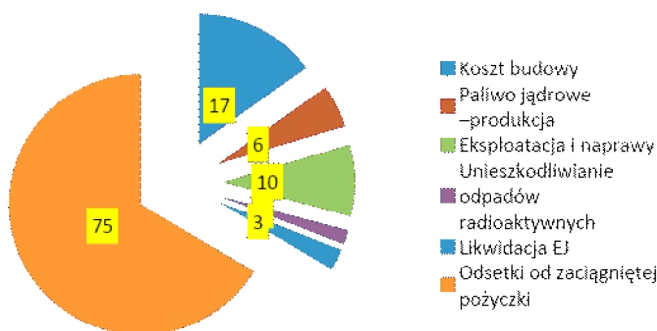


Rys. 6. Średni w ciągu życia koszt energii elektrycznej w EJ w zależności od średniego oprocentowania kapitału WACC [8]; trzy jego składniki: a) koszty cyklu paliwowego, b) koszty eksploatacji i utrzymania, c) koszty bezpośrednie budowy (wyliczone przy założeniu bezpośrednich nakładów inwestycyjnych 4500 USD/kWe, współczynnika wykorzystania mocy 0,85, czasu życia EJ 60 lat, czasu budowy 7 lat) nie zmieniają się ze wzrostem WACC. Czwarta – koszty kapitału rośnie ze wzrostem WACC szybciej niż liniowo.

Fig. 6. LCOE of a new nuclear power plant project according to the cost of capital.

której wysokie koszty inwestycyjne są nieraz przytaczane jako świadectwo, że koszt budowy elektrowni jądrowych jest zbyt wysoki. Koszty wytwarzania energii elektrycznej w EJ Hinkley Point C w ciągu 60 lat pokazane są na rysunku 7.

Jak widać, dominującym elementem ceny energii z Hinkley Point C jest oprocentowanie kapitału. Ale jeśli kapitał na budowę EJ wyłożą towarzystwa ubezpieczeniowe, ZUS czy też skarb państwa, to dochody w wysokości 75 euro/MWh będą przez 60 lat wpływały do tych właśnie towarzystw ubezpieczeniowych, ZUS-u lub skarbu państwa!



Rys. 7. Składowe koszty energii elektrycznej wytwarzanej przez 60 lat przez EJ Hinkley Point C, wartości podane w euro/MWh przy cenie równowagi (strike price) 113 euro/MWh (dane z raportu <https://medium.com/generation-atomic/the-hinkley-point-c-case-is-nuclear-energy-expensive-f89b1aa05c2>).

Fig. 7. Components of costs of electricity generated over 60 year by Hinkley Point C NPP, Values shown in euro/MWh at strike price 113 euro/MWh.

Sfinansowanie budowy EJ jest więc dobrym interesem. Nie powinniśmy protestować przeciwko przyjęciu przez skarb państwa finansowania dużej części nakładów inwestycyjnych na pierwszą w Polsce elektrownię jądrową (i na dalsze też!), bo jest to w interesie nas i naszych dzieci. Dzięki udziałowi państwa banki zyskają ufność, że budowa będzie pomyślnie zakończona i udzieli pożyczek przy niższych stopach procentowych, a jednocześnie pieniądze zainwestowane przez skarb państwa w budowę EJ będą przynosiły wysokie dochody przez 60 lat życia EJ.

Koszty współpracy elektrowni z systemem elektroenergetycznym

Koszty współpracy elektrowni z systemem energetycznym zależą od wielu parametrów, w tym od rozmieszczenia źródeł energii i odbiorców, od kosztów budowy linii przesyłowych, oczekiwanych przerw w pracy elektrowni i od wymaganego stopnia niezawodności zasilania, a w przypadku OZE – przede wszystkim od wielkości udziału OZE w bilansie energetycznym danego systemu. Im udział OZE jest większy, tym koszty utrzymania **bezpieczeństwa dostaw energii** z systemu energetycznego są większe.

Widać to dobrze na przykładzie Niemiec. Zestawienie danych dla Niemiec opracowała komisja OECD [9], której wiceprzewodniczącym był ekspert niemiecki, a więc dane można uważać za obiektywne. W tabeli 3 pokazano składowe koszty współpracy OZE z systemem energetycznym dla dwóch poziomów udziału w produkcji energii dla energii jądrowej, węgla, gazu, wiatru na lądzie, wiatru na morzu i energii słonecznej zasilającej ogniwa fotowoltaiczne.

Przy przejściu od 10 do 30% udziału koszty współpracy z systemem elektroenergetycznym wzrastają ponad dwukrotnie. Najwyższe koszty stwierdzono dla energii słonecznej – ponad 82 USD/MWh, a niższe dla wiatru na lądzie i morzu – około 43 USD/MWh. Oczywiście koszty współpracy elektrowni z systemem energetycznym występują także w przypadku elektrowni systemowych, ale są one znacznie mniejsze – dla energii jądrowej 2,25, dla węgla 0,97 i dla gazu 0,54 USD/MWh.

Jak widać, przy znaczącym udziale energetyki odnawialnej koszty ponoszone przez system elektroenergetyczny są ogromne. Dlatego nawet przeliczenie nakładów na moc średnią faworyzuje wiatr i słońce, bo nie uwzględnia potrzeby magazynowania energii lub zapewnienia źródłom OZE wsparcia ze strony elektrowni systemowych.

Bardzo istotną rolę w tempie budowy elektrowni jądrowej gra kompletność projektu w chwili jej rozpoczęcia. Zilustrowano to na rysunku 8.

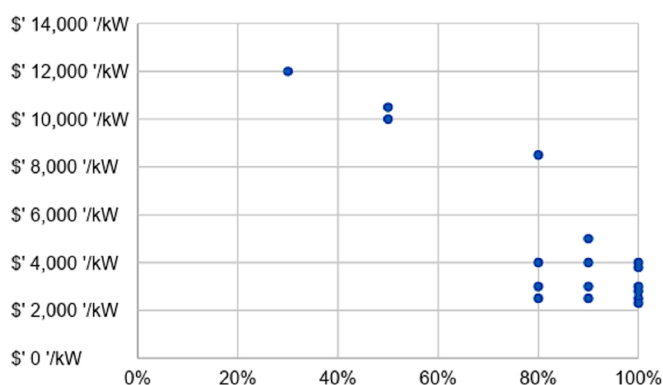
Widać, że stopień kompletności projektu i doświadczenie z budowy poprzednich bloków danego typu wpływają silnie na koszty budowy nowej elektrowni jądrowej. Polska będzie się znajdować na dobrej pozycji, dysponując doświadczeniem z wcześniejszej budowy wielu bloków wyposażonych w reaktory bliźniacze. Dlatego oczekiwane nakłady inwestycyjne będą niższe – a nie wyższe – od przeciętnych nakładów na pierwsze bloki w przyjętej technologii.

Tabela 3. Koszty współpracy elektrowni z systemem energetycznym w Niemczech, USD/MWh.**Table 3.** Costs of power plants cooperation with electric power system in Germany, USD/MWh.

Technologia	Niemcy											
	EJ		Węgiel		Gaz		Wiatr na lądzie		Wiatr na morzu		Słońce, pV	
Udział w produkcji energii	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%
Koszty rezerwowania	0,00	0,00	0,04	0,04	0,00	0,00	7,96	8,84	7,96	8,84	19,22	19,71
Koszty bilansowania	0,52	0,35	0,00	0,00	0,00	0,00	3,30	6,41	3,30	6,41	3,30	6,41
Połączenie z siecią	1,90	1,90	0,93	0,93	0,54	0,54	6,37	6,37	15,71	15,71	9,44	9,44
Wzmocnienie i rozbudowa sieci	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,73	22,23	0,92	11,89	3,69	47,40
Łączne koszty na poziomie systemu	2,42	2,25	0,97	0,97	0,54	0,54	19,36	43,85	27,89	42,85	35,65	82,96

Tabela 4. Składniki nakładów inwestycyjnych na typową elektrownię jądrową.**Table 4.** Components of capital expenditure for a typical nuclear power plant.

Działanie/obszar	Udział procentowy
Projekt, architektura, inżynieria i licencjonowanie	5%
Prace inżynierskie w projekcie, dostawy i kierownictwo budowy	7%
Roboty budowlano-montażowe:	
Część jądrowa	28%
Część konwencjonalna	15%
Reszta elektrowni	18%
Zagospodarowanie miejsca budowy i inżynieria budowlana	20%
Transport	2%
Rozruch i pierwszy załadunek paliwa	5%
Suma	100%
Wyposażenie	
Jądrowy układ wytwarzania pary	12%
Wyposażenie elektryczne i generatory	12%
Wyposażenie mechaniczne	16%
Aparatura kontrolno-pomiarowa i automatyka	8%
Materiały budowlane	12%
Roboty na miejscu budowy	25%
Kierownictwo przedsięwzięcia	10%
Inne usługi	2%
Pierwszy załadunek paliwa	3%
Suma	100%

**Rys. 8.** Nakłady inwestycyjne na EJ w zależności od stopnia kompletności projektu w chwili rozpoczęcia budowy (źródło raport ENCO [7], cytowane za zezwoleniem).**Fig. 8.** Capital costs of NPPs depending on the degree of completeness of the project at the beginning of NPP construction.

Składniki nakładów inwestycyjnych na typową elektrownię jądrową przedstawiono w tabeli 4, a zestawienie rzeczywistych okresów i kosztów budowy elektrowni jądrowych z reaktorami III generacji – w tabeli 5.

Na podstawie doświadczeń z budowy nowych elektrowni jądrowych można określić cechy elektrowni budowanych przy niskich lub wysokich kosztach, jak to wykazuje analiza danych zestawionych w tabeli 6.

W ocenie opracowanej przez Biuro Pełnomocnika Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej na zlecenie Ministerstwa Klimatu przyjęto wielkość nakładów inwestycyjnych na elektrownie mogące powstać w Polsce, jak podano w tabeli 7.

Podstawa oceny: moc nominalna czy moc średnia?

Wszystkie wskaźniki ekonomiczne wykorzystane w ocenie zostały przyjęte na podstawie ścieżek prognostycznych określanych jako realistyczne lub średnie. Prognozy optymistyczne oraz pesymistyczne zostały pominięte ze względu na brak możliwości określenia rzeczywistego kosztu technologii, zwłaszcza w przypadku nowych gałęzi

Tabela 5. Okresy budowy i koszty elektrowni jądrowych III generacji.
Table 5. Construction times and costs of generation III nuclear power plants.

EJ	Kraj	Bloki	Okres budowy	Reaktor	Koszt całk.	Koszt na kW	Dostawca
Taishan ^a	Chiny	2x1600	2008–2018	EPR	8,6 mld euro ^b	2687 euro/kW	EDF
Sanmen ^c	Chiny	2x1080	2009–2018	AP1000	5,88 mld euro ^d	2720 euro/kW	Westinghouse
Olkiluoto 3 ^e	Finlandia	1650	2005–2022	EPR	11 mld euro	6667 euro/kW	AREVA
Flamanville 3 ^f	Francja	1600	2007–2023	EPR	12,4 mld euro	7500 euro/kW	EDF
Barakah 1-4	ZEA	4x1400	2013–2018	APR 1400	22 mld euro	4824 euro/kW	KHNP
Vogtle 3, 4 ^g	USA	2x1080	2013–2021	AP 1000	22.5 mld euro	10416 euro/kW	Westinghouse
Hinkley Point C ^h	UK	2x1600	2017–2026	EPR	30.5 mld euro	9531 euro/kW	EDF
numHanhikivi	Finlandia	1200	2021–	VVER 1200	7 mld euro	5800 euro/kW	Rosatom
Akkuyu ⁱ	Turcja	4x1200	2018–	VVER 1200	18 mld euro	4160 euro/kW	Rosatom
EDF plan ^j	Francja	6x1600	2023–2048	EPR-2	46 mld euro	5200 euro/kW	EDF
Paks 2 ^k	Węgry	2x1114	2018–2025	VVER 1200	12,5 mld euro	5610 euro/kW	Rosatom
Plan Chiny\A AP1000 ^l	Chiny	4x21x1080	planowane, 7 lat każda	AP 1000		3000 USD/kW optymistyczna	

^a <https://www.globenewswire.com/news-release/2019/09/06/1912296/0/en/EDF-The-second-EPR-reactor-at-China-s-Taishan-nuclear-power-plant-about-to-enter-into-commercial-operation.html>

^b ENCO Possible role of nuclear in the Dutch energy mix in the future, 1st Sept. 2020 ENCO-FR-(20)-13.

^c <https://www.aa.com.tr/en/energy/nuclear/westinghouse-grid-connects-chinas-sanmen-nuclear-plant/20727>

^d <https://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx>

^e <https://www.euractiv.pl/section/energia-i-srodowisko/news/finlandia-atom-energia-atomowa-elektrownia-jadrowa-olkiluoto>

^f <https://www.power-technology.com/features/does-the-european-pressurised-reactor-have-a-future>

^g https://en.wikipedia.org/wiki/Vogtle_Electric_Generating_Plant#Construction

^h Generation start at UK's Hinkley Point C delayed six months to June 2026 | S&P Global Platts.

ⁱ <http://www.world-nuclear-news.org/Articles/Basemat-of-Turkeys-Akkuyu-1-completed>

^j Nucléaire: comment le gouvernement travaille en catimini à la construction de six nouveaux EPR.

^k <https://www.power-technology.com/projects/paks-ii-nuclear-power-plant/>

^l XIAO X, JIANG K., China's nuclear power under the global 2.5°C target: Preliminary feasibility study and prospects Advances in Climate Change Research 9 (2018) 138–143.

Tabela 6. Charakterystyka elektrowni jądrowych o wysokich i niskich nakładach inwestycyjnych [10].

Table 6. Characteristics of nuclear power plants with high and low capital expenditures.

Elektrownie jądrowe zbudowane tanio	Elektrownie jądrowe zbudowane drogo
Projekt kompletny przed rozpoczęciem budowy n-ty blok danego typu	Brak kompletnego projektu przed rozpoczęciem budowy
Wysokie ponowne wykorzystanie rozwiązań projektowych	Pierwszy blok nowego typu
Doświadczone kierownictwo budowy	Znaczące interwencje regulatora w czasie budowy
Tania i wydajna siła robocza	Przestoje powodowane niedostatecznym lub przerywanym łańcuchem dostaw
Doświadczone kierownictwo prac inżynierskich, dostaw i budowy*	Długi okres budowy
Doświadczone przedsiębiorstwa w łańcuchu dostaw	Kosztowna i nisko wydajna siła robocza
Szczegółowe zaplanowanie budowy przed jej rozpoczęciem	Niewystarczający nadzór inwestora
Wiele bloków na jednym miejscu	Spory między uczestnikami przedsięwzięcia

* <https://www.gov.pl/web/klimat/program-polskiej-energetyki-jadrowej>

Tabela 7. Jednostkowe nakłady inwestycyjne, kontraktowe [mln PLN/GWe netto].**Table 7.** Overnight Cost (OVN) [mln PLN/GWe netto].

	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Energetyka jądrowa (PWR III+)	22346	21675	21147	20576	19996	19444
Morskie farmy wiatrowe (MFW)	15010	13396	11953	10692	9590	8627
Lądowe farmy wiatrowe (LFW)	6462	5880	5298	5032	4761	4486
Fotowoltaika (PV)	3903	3518	3129	2956	2782	2632
Biomasa	13802	13733	13502	13233	12957	12700
Gaz ziemny (OCGT)	2326	2203	2148	2108	2078	2057
Gaz ziemny (CCGT)	3266	3133	3069	3017	2975	2942
Gaz ziemny (CCGT + CCS)	8002	7478	7155	6894	6669	6471
Węgiel kamienny (ASC PC)	7363	7363	7363	7363	7363	7363
Węgiel kamienny (ASC PC + CCS)	20684	20113	19708	19247	18776	18332
Węgiel kamienny (IGCC)	14536	13816	13434	13125	12863	12643

Objaśnienia skrótów patrz tabela 8.

sektora mogących powstać w Polsce, takich jak morskie elektrownie wiatrowe, energetyka jądrowa czy technologie CCS¹⁵. Przyjęcie wartości średnich uznano za założenie najbardziej racjonalne oraz obarczone najmniejszym ryzykiem przeszacowania lub niedoszacowania kosztów technologii.

Wszystkie przedstawione w dokumencie wartości kosztowe zostały wyrażone w cenach stałych PLN 2018. Wskaźniki kosztowe wyrażone w cenach stałych innego roku bazowego oraz w innej walucie zostały zwaloryzowane z wykorzystaniem inflacji prezentowanej przez Bank

Światowy (indeks zmiany cen towarów i usług konsumpcyjnych, ang. *Consumer Prices Index*, CPI) oraz Europejski Bank Centralny (zharmonizowane wskaźniki zmian cen konsumpcyjnych, ang. *Harmonized indices of consumer prices*, HICP) odpowiednio do obszaru i waluty oraz sprowadzone do waluty polskiej (PLN).

Informacje o nakładach inwestycyjnych na MW mocy nominalnej byłyby mylące, gdyby nie uzupełniono ich o dane o średnim wykorzystaniu mocy zainstalowanej. Dane te przedstawiono w tabeli 8.

Tabela 8. Średnioroczny współczynnik wykorzystania mocy (CF) [%].**Table 8.** Average annual power capacity factor (CF)[%].

	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Energetyka jądrowa (PWR III+)	84,2%	84,2%	84,2%	84,2%	84,2%	84,2%
Morskie farmy wiatrowe (MFW)	44,5%	45,7%	46,9%	48,2%	49,5%	50,8%
Lądowe farmy wiatrowe (LFW)	35,4%	36,2%	36,9%	37,6%	38,4%	39,1%
Fotowoltaika (PV)	10,6%	11,5%	12,4%	13,2%	14,1%	15,0%
Biomasa	56,0%	56,0%	56,0%	56,0%	56,0%	56,0%
Gaz ziemny (OCGT) a (PV)	6,7%	6,7%	6,7%	6,7%	6,7%	6,7%
Gaz ziemny (CCGT) a (PV)	49,0%	49,0%	49,0%	49,0%	49,0%	49,0%
Gaz ziemny (CCGT + CCS) a (PV)	49,0%	49,0%	49,0%	49,0%	49,0%	49,0%
Węgiel kamienny (PC) a (PV)	62,8%	62,8%	62,8%	62,8%	62,8%	62,8%
Węgiel kamienny (PC + CCS) a (PV)	62,8%	62,8%	62,8%	62,8%	62,8%	62,8%
Węgiel kamienny (IGCC)	62,8%	62,8%	62,8%	62,8%	62,8%	62,8%

Objaśnienia skrótów: EJ PWR III+ – elektrownia jądrowa z reaktorem wodnociśnieniowym generacji III+ (*nuclear power plant with generation III+ pressurized-water reactor*); MFW – morska farma wiatrowa (*offshore wind power*); LFW – lądowa farma wiatrowa (*onshore wind power*); PV – fotowoltaika (*photovoltaics*); Bio – blok biomasowy (*biomass unit*); OCGT – turbina gazowa z cyklem prostym (*Open Cycle Gas Turbine unit*); CCGT – blok gazowo-parowy (*Combined Cycle Gas Turbine unit*); CCGT+CCS – blok gazowo-parowy z instalacją wychwytu i składowania CO₂ (*Combined Cycle Gas Turbine unit with carbon capture and storage*); WK ASC PC – blok na węgiel kamienny na parametry nadkrytyczne (*Advanced Supercritical Pulverized Coal unit*); WK ASC PC+CCS – blok na węgiel kamienny na parametry nadkrytyczne z instalacją wychwytu i składowania CO₂ (*Advanced Supercritical Pulverized Coal unit with carbon capture and storage*); WK IGCC – blok na węgiel kamienny ze zgazowaniem (*Integrated Gasification Combined Cycle unit*).

¹⁵CCS (ang. *carbon capture and storage*) technologie z instalacją wychwytu i składowania CO₂.

Podzielenie kosztów na MW mocy nominalnej podanych w tabeli 7 przez współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej z tabeli 8 daje obraz kosztów mocy średniej w ciągu roku. Tak np. dla 2040 roku nakłady inwestycyjne na MW mocy średniej dla energetyki jądrowej wyniosą $19\,996 / 0,842 = 23\,748$ zł/MW mocy średniej, a dla morskich farm wiatrowych (MFW) $9590 / 0,495 = 19\,974$ zł/MW mocy średniej. Trzeba dodać, że w aktualnej dyskusji o cenie energii z MFW, gdy rząd zaproponował przyjęcie współczynnika wykorzystania mocy w wysokości 0,445, deweloperzy MFW zaprotestowali, twierdząc, iż w rzeczywistości współczynnik ten wyniesie znacznie mniej.

Należy zauważyć, że w przypadku energetyki jądrowej przyjęto pesymistycznie współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej 0,842, podczas gdy dla elektrowni z blokami II generacji w USA współczynnik ten wynosi około 0,90. Natomiast dla energetyki odnawialnej przyjęto współczynniki bardzo optymistyczne – niskie nakłady inwestycyjne i współczynniki wykorzystania mocy zainstalowanej rażąco korzystniejsze niż osiągalne obecnie (np. dla wiatrowych farm lądowych 0,38, podczas gdy najlepsze wyniki w Niemczech to 0,224 w 2019 roku). Nie ma więc podstaw, by twierdzić, że pokazane w rozdziale poniżej koszty wytwarzania energii zostały obliczone w sposób korzystny dla energetyki jądrowej.

5. Koszty eksploatacji elektrowni jądrowej

Koszty eksploatacji elektrowni obejmują koszty paliwa, obsługi, napraw, koszty likwidacji elektrowni oraz unieszkodliwiania zużytego paliwa i odpadów. Dzielimy je na koszty stałe niezależne od tego, czy elektrownia pracuje i wytwarza energię elektryczną, czy nie, oraz koszty zmienne zależne od bieżącej produkcji elektrowni w rozważanym

okresie. Zwykle koszty te wyraża się w odniesieniu do jednostki produkowanej energii, np. centy/kWh. Aby ocenić konkurencyjność elektrowni, trzeba obliczyć koszty ponoszone w ciągu całego życia elektrowni (ang. *levelised cost of energy*, LCOE). Odpowiadają one wielkości przychodów, jakie elektrownia musi uzyskać za wytwarzaną przez nią energię elektryczną, by w pełni pokryły koszty.

Koszty w końcowej części cyklu paliwowego, obejmujące przechowywanie wypalonego paliwa i odpadów promieniotwórczych w przechowalniku, a następnie składowanie w składowisku oddzielnym od środowiska człowieka stanowią poniżej 10% kosztu produkcji energii elektrycznej na kWh lub mniej, jeśli zamiast wieczystego składowania stosuje się przerób i odzysk paliwa. W programie USA przewidującym łączne koszty unieszkodliwiania odpadów w wysokości 26 miliardów USD wpłaty elektrowni wynoszą 0,1 centa/kWh.

Koszty likwidacji elektrowni jądrowej stanowią około 9–15% początkowych nakładów inwestycyjnych na jej budowę. Po zdyskontowaniu na okres użytecznej pracy elektrowni okazuje się, że stanowią one zaledwie kilka procent nakładów inwestycyjnych, a jeszcze mniej w stosunku do kosztów wytwarzanej energii elektrycznej. W USA ocenia się, że jest to od 0,1 do 0,2 centa/kWh, a więc nie więcej niż 5% kosztu energii elektrycznej.

Według przepisów polskich operator elektrowni jądrowej musi odłożyć 17,16 PLN/kWh¹⁶, to jest powyżej 4 USD/kWh na unieszkodliwianie odpadów i likwidację elektrowni jądrowej. Jest to wartość większa niż wymagana w USA i w wielu krajach UE.

Wydatki na wymianę i modernizację urządzeń EJ rosły od 2002 roku i osiągnęły maksimum w 2012 roku, a więc w rok po Fukushima. W następnych latach stały się malejące. Były one skutkiem przygotowywania reaktorów do przedłużenia okresu eksploatacji po osiągnięciu przewidzianego w zezwoleniach okresu 40 lat. W wyniku tych prac 86

Tabela 9. Koszty paliwowe w początkowej części cyklu paliwowego liczone dla 1 kg UO₂.*

Table 9. Fuel costs in the initial part of the fuel cycle calculated for 1 kg UO₂.

Proces	Potrzebna ilość x cena**	Koszt	Udział w całości kosztów
Uran	8,9 kg U ₃ O ₈ x \$68	\$605	43%
Konwersja	7,5 kg U x \$14	\$105	8%
Wzbogacenie	7,3 SWU x \$52	\$380	27%
Produkcja paliwa	per kg	\$300	22%
Suma		\$1390	100%

* Ceny są przybliżone wg danych z marca 2017. Przy głębokości wypalenia 45,000 MWd/t daje to 360,000 kWh elektrycznych na kg, stąd koszt paliwa = 0,39\$/kWh.

** Economics of Nuclear Power, (Updated April 2019) WNA

<https://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx>

¹⁶Dziennik Ustaw Warszawa, dnia 6 listopada 2012 r. Poz. 1213, ROZP R. M. z dnia 10.10.2012 r. w sprawie wysokości wpłaty na pokrycie kosztów końcowego postępowania z wypalonym paliwem jądrowym i odpadami promieniotwórczymi oraz na pokrycie kosztów likwidacji elektrowni jądrowej.

z działających w USA 99 reaktorów otrzymało przedłużenie zezwoleń na eksploatację o 20 lat¹⁷, a 92 reaktorom wydano zezwolenia na podniesienie mocy, łącznie o 7900 MWe¹⁸.

6. Koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych w porównaniu z innymi elektrowniami

Założenia do oceny kosztów wytwarzania energii elektrycznej

Koszty wytwarzania energii elektrycznej w załączniku 5 do Uchwały Rady Ministrów nr 141¹⁹ określono z zastosowaniem **metodyki kosztu całkowitego (MKC)**, pozwalającej na uwzględnienie dodatkowych kosztów skojarzonych z wytwarzaniem energii elektrycznej, nie uwzględnianych przy standardowej ocenie inwestycji energetycznych.

Metodyka ta różni się istotnie od **inwestorskiego rachunku ekonomicznego**. Nadrzędnym celem MKC jest minimalizowanie całkowitych kosztów ponoszonych przez gospodarke i społeczeństwo z tytułu wytwarzania energii, z uwzględnieniem pośrednich kosztów funkcjonowania sektora energetycznego. Powstające przy produkcji energii elektrycznej efekty uboczne takie jak emisja zanieczyszczeń czy niezbilansowanie systemu, obarczają strony trzecie częścią kosztów działalności elektrowni, które nie są uwzględniane w koszcie energii na etapie podejmowania decyzji inwestycyjnej. Wspomniane efekty uboczne tworzą grupę kosztów zewnętrznych, do których zaliczane są: **koszty systemowe** (rezerwa mocy, sieci, bilansowanie), **środowiskowe** (zdrowie, ekosystem) i **makroekonomiczne** (bezpieczeństwo, bilans import-eksport, zatrudnienie).

Metodyka kosztu całkowitego przypisuje koszty zewnętrzne bezpośrednio do ich źródła, dążąc do sprawiedliwego rozdziału kosztu między inwestorów, odbiorców końcowych i pozostałych uczestników rynku energii. Struktura mocy wytwórczych oraz produkcji energii elektrycznej, zoptymalizowana pod kątem kosztu całkowitego, pozwala na efektywne wykorzystanie dostępnych zasobów, co przekłada się na poprawę konkurencyjności cenowej polskich przedsiębiorstw na rynku międzynarodowym i rodzimym oraz pozwala na zmniejszenie ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych. Realne obniżenie kosztów wymaga odpowiednich zmian regulacyjnych, dostosowujących rynek energii do założeń metodyki. Wykorzystywany powszechnie rachunek inwestorski ukierunkowany jest z kolei na maksymalizację indywidualnych zysków inwestora. W takim modelu koszty zewnętrzne

wytwarzania energii nie są uwzględniane jako koszt inwestora i są przenoszone na pozostałych uczestników rynku oraz odbiorców końcowych. Prowadzi to do powstania struktury mocy wytwórczych w KSE (Krajowy System Elektroenergetyczny), której wykorzystanie może być nieoptymalne pod względem kosztowym dla społeczeństwa.

Analiza załączona do Uchwały Rady Ministrów nr 141 zawiera wariantową optymalizację kosztu całkowitego wytwarzania energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym, przedstawiającą wpływ rozwoju energetyki jądrowej na kształt oraz koszt struktury mocy wytwórczych i produkcji energii elektrycznej. Ponadto przeprowadzono również analizę wrażliwości kosztu całkowitego wytwarzania energii poszczególnych technologii energetycznych.

Badania doprowadziły do 5 zasadniczych wniosków:

- Według rachunku całkowitych kosztów wytwarzania energii elektrycznej, z zapewnieniem odpowiednich warunków rozwoju, elektrownie jądrowe są jednymi z najtańszych jednostek wytwórczych w perspektywie 2050 r.
- W perspektywie 2045 r. optymalna wielkość mocy jądrowych będzie wynosić ok. 7,7 GWe netto, co oznacza udział EJ w strukturze produkcji energii elektrycznej na poziomie 27%. Rozszerzona perspektywa analizy wskazuje na opłacalność budowy ok. 10 GWe netto EJ do 2050 r.
- Elektrownie jądrowe przyczyniają się do ograniczenia zapotrzebowania na gaz ziemny w sektorze elektroenergetycznym, minimalizując wpływ kapitału związany z importem surowca oraz wrażliwość cen energii elektrycznej na wahania cen gazu.
- Koszty systemowe rosną wraz ze zwiększającym się udziałem źródeł pogodowo zależnych w produkcji energii elektrycznej, znacząco podnosząc całkowity koszt wytwarzania energii elektrycznej w systemie.
- Źródła dysponowalne, takie jak elektrownie jądrowe, pozwalają ograniczyć generowanie tych kosztów, zapewniając bezpieczeństwo pracy systemu elektroenergetycznego.

Uśrednione koszty całkowite wytwarzania energii w 2020 roku wynoszą 360 PLN/MWh. W 2045 roku najniższe będą w sytuacji, w której EJ powstaje drogą wolnej optymalizacji (374 PLN/MWh), najwyższe zaś w sytuacji rezygnacji z EJ (388 PLN/MWh). Wydłużona perspektywa modelu wskazuje na dalszy spadek kosztu całkowitego przy kontynuacji rozwoju EJ (340 PLN/MWh w 2050 r.) oraz wzrost rozbieżności względem scenariuszy bez EJ (376 PLN/MWh w 2050 r.).

¹⁷U.S. Nuclear Regulatory Commission: License Renewals Granted for Operating Nuclear Power Reactors. July 2018. <https://www.nrc.gov/images/reading-rm/doc-collections/maps/power-reactors-license-renewals.png>

¹⁸Nuclear Energy Institute: U.S. Nuclear Plant Actual and Expected Upgrades by Plant. September 2018. <https://www.nei.org/resources/statistics/us-nuclear-plant-actual-and-expected-updates>

¹⁹Economics of Nuclear Power, (Updated April 2019) WNA <https://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx>

Koszty systemowe

Najniższe koszty systemowe generują **źródła dysponowalne** (ang. *dispatchable*), charakteryzujące się możliwością produkcji energii na żądanie zgodnie z profilem zapotrzebowania odbiorców, wysokim współczynnikiem wykorzystania mocy w ciągu roku oraz możliwością budowy w dogodnych węzłach sieciowych, blisko centrów zapotrzebowania na energię.

Koszty utrzymania systemu znacząco rosną w przypadku **źródeł niesterowalnych**, takich jak technologie wiatrowe i słoneczne. Nieprzewidywalność pracy i brak pewności dostaw, ograniczenia lokalizacyjne spowodowane warunkami wietrznymi i słonecznymi, praca asynchroniczna zmniejszająca inercję dostępną w systemie oraz niska koncentracja mocy są czynnikami utrudniającymi bezpieczne i efektywne ekonomicznie zarządzanie systemem. Skutkuje to powstawaniem istotnych kosztów systemowych pomijanych przez inwestorów przy ocenie ekonomicznej źródeł niesterowalnych.

Koszty te obejmują:

- utrzymanie rezerwy oraz zmiany profilu obciążenia systemu (**koszt profilowy**);
- **rozwój** infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej;
- **bilansowanie** i elastyczność systemu.

Systematyczne skracanie czasu pracy utrudnia uzyskanie zwrotu z inwestycji w źródła dysponowalne, zwiększając niepewność co do możliwości pełnej amortyzacji majątku. Przekłada się to na rosnące niebezpieczeństwo powstania kosztów osieroconych w sektorze, będących skutkiem przedwczesnego zamykania istniejących jednostek wytwórczych. Rosnąca niepewność inwestycyjna, skorelowana ze wzrostem udziału niesterowalnych OZE w produkcji energii elektrycznej, prowadzi do systematycznego wzrostu **średnioważonego kosztu kapitału (WACC)** nowych, dysponowalnych elektrowni systemowych. Powoduje to odkładanie lub niepodejmowanie decyzji inwestycyjnych dotyczących przyszłych sterowalnych źródeł wytwarzania. Finalnie zwiększony poziom ryzyka, przekładający się na wzrost kosztów finansowania elektrowni dysponowalnych niezbędnych do zabezpieczenia niestabilnej generacji OZE, zwiększa całkowity koszt produkcji energii z systemu elektroenergetycznego.

W metodyce kosztu całkowitego koszty profilowe waloryzujące zmianę efektywności wykorzystania majątku zostały w całości przypisane do niesterowalnych OZE, będących źródłem zaburzenia opłacalności pozostałych uczestników systemu. Koszty systemowe zostały uwzględnione w modelowaniu w sposób dynamiczny – jednostkowy koszt systemowych źródeł niesterowalnych rośnie wraz ze wzrostem penetracji poszczególnych technologii w produkcji energii elektrycznej. Przy ocenie opłacalności niestabilnych źródeł OZE uwzględnia się zarówno spadek kosztów technologii, jak i wzrost kosztów systemowych. Optymalną ilość źródeł OZE określa się poprzez minima-

lizację całkowitych kosztów rozwoju systemu elektroenergetycznego.

Koszty środowiskowe

Aby ograniczyć negatywny wpływ wytwarzania energii na środowisko i zdrowie obywateli, trzeba zidentyfikować i ocenić wszystkie koszty środowiskowe. Identyfikacja ta została przeprowadzona w pełnym cyklu produkcyjnym, uwzględniając wydobycie surowców energetycznych, transport, konwersję i finalne wykorzystanie energii. Wyniki międzynarodowych badań pozwoliły dokonać oceny ekonomicznej wpływu sektora elektroenergetycznego na ludzkie zdrowie, ekosystem oraz wielkość upraw rolnych.

7. Opis wariantów i przedstawienie wyników optymalizacji kosztu całkowitego wytwarzania energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym

Analiza ekonomiczna na potrzeby *Programu PEJ* została przeprowadzona z wykorzystaniem **metodyki kosztu całkowitego (MKC)** krajowego systemu elektroenergetycznego KSE, opracowanej przez Biuro Pełnomocnika Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej, przy współpracy merytorycznej i analitycznej Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. Przeprowadzona analiza ma charakter analityczny i nie zawiera scenariuszy alternatywnych do prognoz przedstawionych w projekcie *Polityki energetycznej Polski do 2040 (PEP2040)*. Przeprowadzone symulacje mają na celu weryfikację opłacalności rozwoju energetyki jądrowej w Polsce z punktu widzenia państwa i całej gospodarki. Na potrzeby analizy opracowano 4 scenariusze, umożliwiające ocenę wpływu rozwoju sektora jądrowego na efektywność ekonomiczną krajowego systemu elektroenergetycznego:

Scenariusz I – Wolna optymalizacja to optymalizacja w **modelu kosztu całkowitego**, gdzie struktura mocy wytwórczych jest zdefiniowana w drodze optymalizacji ekonomicznej KSE, z uwzględnieniem kosztów systemowych i środowiskowych. Scenariusz ten został utworzony w celu znalezienia najbardziej efektywnej kosztowo struktury wytwórczej KSE, a jednocześnie z myślą, aby pieniądze zainwestowane przez skarb państwa w budowę EJ przynosiły wysokie dochody przez 60 lat życia EJ.

Scenariusz II – Wariant strategiczny to optymalizacja w **modelu kosztu całkowitego (MKC)**, gdzie założono rozwój energetyki jądrowej zgodnie z projektowanym harmonogramem inwestycji oraz pełnym cyklem eksploatacji jednostek wynoszącym 60 lat. Rozwój morskiej energetyki wiatrowej założono zgodnie z ustawą o promowaniu energii z morskich farm wiatrowych. Utrzymano w mocy ustawę odległościową dla lądowej energetyki wiatrowej zgodnie ze stanem prawnym obowiązującym na

wrzesień 2020 roku. Przyjęto plan odstawić jednostek wytwórczych według projektu PEP2040 (wrzesień 2020), a w pozostałym zakresie strukturę mocy wytwórczych zdefiniowaną w drodze optymalizacji ekonomicznej KSE, z uwzględnieniem kosztów systemowych i środowiskowych.

Scenariusz III – Brak energetyki jądrowej to optymalizacja w **modelu kosztu całkowitego (MKC)** z wymuszeniem braku rozwoju energetyki jądrowej.

Scenariusz IV – Brak energetyki jądrowej (MI) to optymalizacja w **modelu inwestorskim** bez uwzględnienia kosztów systemowych i środowiskowych.

Wyniki analiz wykazały, że elektrownie dysponowalne (jądrowe i gazowe), odnawialne źródła energii oraz magazyny energii są technologiami komplementarnymi, które w odpowiednich proporcjach zapewniają bezpieczne, ekonomiczne i niskoemisyjne funkcjonowanie krajowego systemu elektroenergetycznego. Koszty systemowe i środowiskowe zostały uwzględnione jako dodatkowe, jednost-

kowe koszty zmienne, związane z parametrami charakterystycznymi dla poszczególnych technologii wytwórczych.

Wielkość jednostkowych kosztów systemowych, generowanych przez źródła niesterowalne, w okresie objętym prognozą zmienia się dynamicznie w zależności od udziału tych źródeł w strukturze wytwarzania energii elektrycznej. Początkowy okres rozwoju źródeł zależnych od warunków pogodowych, w granicach od 10 do 20% ich udziału w produkcji energii elektrycznej, charakteryzuje się umiarkowanym jednostkowym kosztem systemowym (25–35 PLN/MWh).

Po przekroczeniu pułapu ok. 30% penetracji łącznej generacji źródeł niesterowalnych negatywne efekty niestabilnej generacji przybierają na sile (ok. 60 PLN/MWh), prowadząc do nieliniowego wzrostu kosztów systemowych generowanych przez źródła pogodowo zależne (przy 50% penetracji jest to już ok. 110 PLN/MWh), a co za tym idzie, całkowitego kosztu eksploatacji krajowego systemu elektroenergetycznego.

Tabela 10. Jednostkowe koszty stałe O&M (FOM) [mln PLN/GW netto].

Table 10. Unit fixed costs of O&M (FOM) [mln PLN/GW netto].

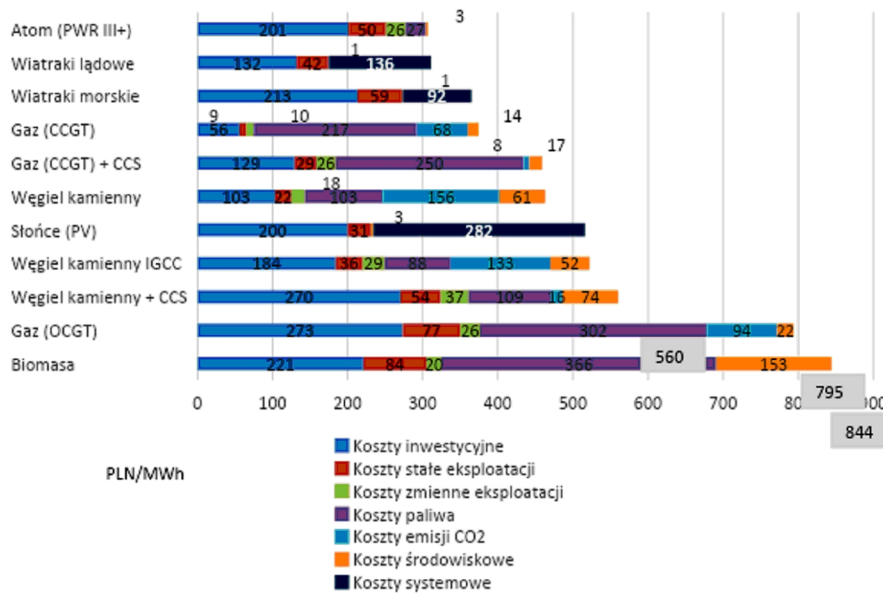
	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Energetyka jądrowa – PWR GEN III(+)	371	371	371	371	371	371
Morskie farmy wiatrowe (MFW)	405	344	292	247	210	178
Lądowe farmy wiatrowe (LFW)	156	150	143	138	133	127
Fotowoltaika (PV)	47	42	38	35	33	32
Biomasa	411	411	411	411	411	411
Gaz ziemny – OCGT	45	45	45	45	45	45
Gaz ziemny – CCGT	39	39	39	39	39	39
Gaz ziemny – CCGT + CCS	124	124	124	124	124	124
Węgiel kamienny – ASC PC	121	121	121	121	121	121
Węgiel kamienny – ASC PC + CCS	295	295	295	295	295	295
Węgiel kamienny – IGCC	199	199	199	199	199	199

Źródło: National Renewable Energy Laboratory (NREL) – ATB'19; opracowanie – Biuro Pełnomocnika Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej.

Tabela 11. Jednostkowe koszty zmienne O&M (VOM) [PLN/MWh].

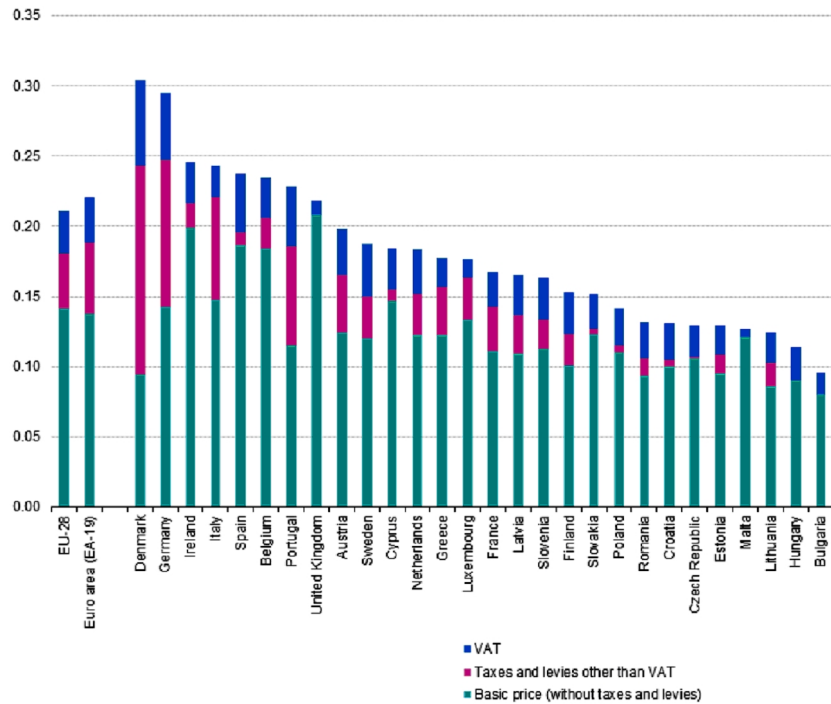
Table 11. Unit variable costs O&M (VOM) [PLN/MWh].

	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Energetyka jądrowa (EJ PWR III+)	26	26	26	26	26	26
Morskie farmy wiatrowe (MFW)	–	–	–	–	–	–
Lądowe farmy wiatrowe (LFW)	–	–	–	–	–	–
Fotowoltaika (PV)	–	–	–	–	–	–
Biomasa	20	20	20	20	20	20
Gaz ziemny – OCGT	26	26	26	26	26	26
Gaz ziemny – CCGT	10	10	10	10	10	10
Gaz ziemny – CCGT + CCS	26	26	26	26	26	26
Węgiel kamienny – ASC PC	18	18	18	18	18	18
Węgiel kamienny – ASC PC + CCS	37	37	37	37	37	37
Węgiel kamienny – IGCC	29	29	29	29	29	29



Rys. 9. Zestawienie kosztów wytwarzania energii elektrycznej w różnych źródłach energii – analiza BP (Biuro Pełnomocnika Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej) i PSE (Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.) na zlecenie MK (Ministerstwo Klimatu). WACC 6%, udział OZE 35%. Wartości łączne mogą się różnić od sumy składników ze względu na zaokrąglenia (źródło: raport Instytutu Sobieskiego, oprac. Łukasz Sawicki, cyt. za zezwoleniem, [11] dane do rysunku z: Załącznik nr 5 do „Programu polskiej energetyki jądrowej”, Ministerstwo Klimatu, 2020.).

Fig. 9. Comparison of electrical energy production costs for various technologies. Assuming WACC 6%, Renewables participation in electricity generation 35%.



Rys. 10. Ceny płacone przez odbiorców indywidualnych energii elektrycznej w Unii Europejskiej, eurocent/kWh (źródło: Eurostat, https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_price_statistics).

Fig. 10. Electricity prices paid by individual consumers in European Union, eurocent/kWh.

Wykorzystanie źródeł odnawialnych w krajowym systemie elektroenergetycznym jest potrzebne ze względów klimatycznych i środowiskowych. Pozwala również na konieczną obecnie dywersyfikację mixu energetycznego prowadzącą do zmniejszenia uzależnienia sektora od nadmiernego stosowania paliw kopalnych. Wykorzystana metoda kosztu całkowitego wskazuje wyłącznie na konieczność racjonalizacji tempa oraz skali rozwoju

technologii odnawialnych zależnych od warunków pogodowych. Określa też skalę ich wykorzystania zapewniającą bezpieczną pracę systemu oraz gwarantującą stabilne, społecznie akceptowalne ceny energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom końcowym.

Założenia przyjęte w obliczeniach kosztów przedstawione są w tabelach 10 i 11.

Koszty wytwarzania w różnych źródłach energii elektrycznej

Wyniki uzyskane dla scenariusza nr 2, przy stopie procentowej 6% rocznie, przedstawiono na rysunku 9. Wynika z nich, że nakłady inwestycyjne dotyczące jedynie elektrowni, są najniższe w przypadku tych, które stosują gaz jako paliwo lub wykorzystują turbiny wiatrowe w jednostkach budowanych na lądzie. Są to zatem warianty preferowane przez inwestorów. Z kolei po uwzględnieniu kosztów systemowych oraz kosztów strat zdrowotnych i środowiskowych (nie ponoszonych przez inwestora, a przez całe społeczeństwo) okazuje się, że ze społecznego punktu widzenia najtańsza w stosowaniu jest energia jądrowa.

Powyzsze oceny opracowane przez ekspertów polskich znajdują potwierdzenie w rzeczywistych cenach energii elektrycznej płaconych przez odbiorców indywidualnych w krajach Unii Europejskiej.

Według Eurostatu cena płacona w II półroczu 2019 roku za energię elektryczną przez odbiorców indywidualnych (gospodarstwa domowe) była najwyższa w Danii, i wynosiła 0,2924 euro/kWh. Kraj ten opiera swą energię o wykorzystanie OZE, Podobna sytuacja była obserwowana w Niemczech przeciwnych stosowaniu energetyki jądrowej i rozbudowujących intensywnie system OZE (0,2873 euro/kWh). W 2020 roku cena energii elektrycznej, płacona przez odbiorców indywidualnych w Niemczech wzrosła do 0,304 euro/kWh, co postawiło Niemcy na pozycji kraju o najwyższych cenach energii elektrycznej dla indywidualnych odbiorców²⁰. Warto podkreślić, że Federalne Biuro Audytów działające w tym kraju stwierdziło, że „zielona transformacja energetyczna *Energie-wende*” stała się groźbą dla zrównoważonego rozwoju gospodarki.²¹

W krajach wykorzystujących w znacznej skali energię jądrową cena ta była dużo niższa, np. w Finlandii 0,1783, a we Francji 0,1913 euro/kWh. Udział EJ w Hiszpanii i Wielkiej Brytanii stanowi zaledwie kilkanaście procent, natomiast wysokie koszty produkcji energii w Belgii z dużym udziałem EJ są efektem specjalnych antyjądrowych podatków nałożonych na EJ, nie uwzględnionych w statystyce Eurostatu w kategorii „Taxes and levies” oraz wysokich kosztów wytwarzania energii z pozostałych źródeł.

Podsumowanie

Decyzja rządu polskiego o budowie elektrowni jądrowych oznacza, że podstawowe potrzeby odbiorców energii

elektrycznej będą zaspokajane przez elektrownie jądrowe. Dane przedstawione na rys. 10 wykazują, że takie działanie jest zgodne z tendencją do zmniejszenia kosztów energii elektrycznej w Polsce. Jednakże wykres ten wskazuje także, że sam fakt posiadania w strukturze systemu energetycznego elektrowni jądrowych, nawet przy dużym ich udziale w tak stworzonym miksie, nie jest wystarczającym warunkiem zapewniającym niskie ceny energii elektrycznej dla jej odbiorców. Jak zauważa jeden z autorów raportu Instytutu Sobieskiego [11], bardzo ważne jest stosowanie odpowiedniego modelu biznesowego, który pozwoli na przeniesienie niskich kosztów wytwarzania energii w elektrowniach jądrowych na wysokość rachunków płaconych przez odbiorców końcowych. Model ten jest obecnie jeszcze opracowywany i będzie znany w końcu 2021 roku.

Notka o autorze

Dr inż. Andrzej Strupczewski, prof. NCBJ – przewodniczący Komisji Bezpieczeństwa Jądrowego i rzecznik energetyki jądrowej w Narodowym Centrum Badań Jądrowych, ekspert ds. bezpieczeństwa jądrowego Komisji Europejskiej i Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej (MAEA), wiceprezes Stowarzyszenia Ekologów na rzecz Energii Nuklearnej SEREN (e-mail: Andrzej.Strupczewski@ncbj.gov.pl).

Literatura

1. US NRC Policy Statement on Nuclear Power Plant Safety Goals, Atomic Energy Clearing House, 32(26); (23 June 1986).
2. UNSCEAR Report 2000: Sources and Effects of Ionizing Radiation.
3. UNSCEAR Report 2016: Sources and Effects of Ionizing Radiation, App. B, table 11 p.161.
4. FRANCE 3rd French National Report on Implementation of the obligations of the Convention on Nuclear Safety issued for the 2005 Peer Review Meeting, July 2004.
5. UK EPR Pre-construction Safety Report. Chapter 16.2 page 273, 2014-08-03.
6. Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 27 kwietnia 2004 r. w sprawie wartości poziomów interwencyjnych dla poszczególnych rodzajów działań interwencyjnych oraz kryteriów odwołania tych działań, Dz. U. 2004 nr 98 poz. 987. <http://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20040980987>
7. Enco: Possible role of nuclear in the Dutch energy mix in the future, 1st September 2020, Final Report, ENCO- FR-(20)-13.
8. OECD-NEA Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear, WPNE 18 February 2021.
9. Nuclear Energy and Renewables: System Effects in Low-carbon Electricity Systems © OECD 2012 NEA No. 7056.
10. The ETI Nuclear Cost Drivers Project: Summary Report, Energy Technologies Institute LLP 2018.
11. Gajda P., Galosz W., Kuczynska U., Przybyszewska A., Rajewski A., Sawicki L., *Energetyka jądrowa dla Polski*, Instytut Sobieskiego, Warszawa, listopad 2020.

²⁰Rekordowe dopłaty do OZE w Niemczech – BiznesAlert.pl

²¹Jetzt wird die Energie-wende zur Gefahr fuer ganz Deutschland Die Welt, 31 March 2021.

Probabilistyczna analiza bezpieczeństwa elektrowni jądrowej dla zagrożeń zewnętrznych

Probabilistic Safety Analysis of Nuclear Power Plants for External Hazards

Ernest Staroń
Państwowa Agencja Atomistyki

Streszczenie: W artykule przedstawiono niektóre praktyczne aspekty wykonywania probabilistycznej analizy bezpieczeństwa elektrowni jądrowej dla zagrożeń wywołanych zdarzeniami zewnętrznymi. Zwrócono uwagę na kluczowe elementy, jakie muszą być uwzględnione przy wykonywaniu takich analiz. Zilustrowano je przykładami pochodzącymi z istniejących elektrowni jądrowych znajdujących się w otoczeniu Polski. Dużą część artykułu poświęcono zagadnieniu wyboru zagrożeń, które powinny być uwzględniane w analizie.

Słowa kluczowe: probabilistyczna analiza bezpieczeństwa, zdarzenia zewnętrzne.

Abstract: *Basic principles of performing a probabilistic safety analysis of a nuclear power plant for external hazards has been presented. Key elements that must be taken into account when conducting this type of analysis are specified and illustrated with examples from real nuclear power plants located in the vicinity of Poland. A large part of the article is devoted to the screening process necessary for ensuring that none of the risk significant factors are omitted in the analysis.*

Keywords: *Probabilistic Safety Analysis, external hazards.*

Wstęp

Artykuł nawiązuje do poruszanej w jednym z poprzednich numerów Biuletynu tematyki zdarzeń zewnętrznych [1], koncentrującej się na wybranych zapisach regulacyjnych. W niniejszym artykule położono nacisk na aspekty praktycznego wykonywania probabilistycznej oceny tych zdarzeń.

Wpływ zdarzeń zewnętrznych i probabilistyczna ocena związanych z nimi zagrożeń jest ważnym elementem oceny bezpieczeństwa elektrowni jądrowej na wszystkich etapach życia obiektu, począwszy od wyboru lokalizacji. W różnych krajach trwają prace nad aktualizowaniem regulacji dotyczących tej tematyki, zaś MAEA opublikowała w 2019 roku dokument formułujący wymagania specyficzne dla oceny bezpieczeństwa lokalizacji obiektu jądrowego – „*Site Evaluation for Nuclear Installations*” [2], w której zawarto uaktualnione podejście do zdarzeń zewnętrznych. Warto przytoczyć jedno z istotnych zaleceń z tego dokumentu.

W wymaganiu nr 6 stwierdza się, że lista potencjalnych zagrożeń powinna być poddana procesowi przesiewowemu i selekcyjnemu (ang. *screening*). Kryteria wyboru powinny być jasno określone i uzasadnione. Proces selekcji powinien uwzględniać wielkość zagrożenia i prawdopodobieństwo jego wystąpienia. Podczas dokonywania oceny powinny być uwzględnione zagrożenia o bardzo znaczących skutkach i małym prawdopodobieństwie, ale wnoszące wyraźny wkład w całkowite zagrożenie. Na przykład wypadek lotniczy jest bardzo mało prawdopodobny, ale jego skutki mogą być znaczące. Te zdarzenia, które nie zostały odrzucone w procesie selekcji, powinny być przeanalizowane, a ich potencjalne skutki określone.

Warto podkreślić, że na świecie przykłada się bardzo dużą wagę do probabilistycznych analiz bezpieczeństwa (ang. *Probabilistic Safety Assessment, PSA*) i są one wykorzystywane w wieloraki sposób. Niestety w Polsce tego typu analizy obiektów energetyki jądrowej po raz ostatni wykonywane były dla EJ Żarnowiec¹.

¹ Należy jednak nadmienić, że polscy eksperci uczestniczą w prowadzeniu analiz PSA wykonywanych w ramach programów Euratom i dotyczących nie tylko EJ; na przykład obecnie podejmowane są takie prace w odniesieniu do reaktora Maria.

We wszelkich materiałach regulacyjnych podkreśla się, że ocena zagrożeń zewnętrznych powinna być prowadzona przez cały czas życia obiektu jądrowego. Negatywnym przykładem odstępstwa od tej praktyki, może być EJ Fukushima. Jak wiadomo, zdarzeniem zewnętrznym, które spowodowało poważną awarię w 2011 r., były intensywne ruchy tektoniczne i wywołane nimi tsunami. W 1966 roku przyjęto (wg analiz z 1960 r.), że wysokość projektowa, czyli taka wysokość fali tsunami, przy której zabezpieczenia elektrowni można uznać za wystarczające, to fala o wysokości 3,122 m. Firma TEPCO dokonała dwukrotnie korekty wysokości fali tsunami uwzględnianej w projekcie – w 2002 i 2009 roku, zmieniając ją odpowiednio na 5,7 m i 6,1 m. Oznaczało to w praktyce konieczność dość kosztownego podwyższenia budowli ochronnych. W 2006 roku wyniki analiz wskazały, że prawdopodobieństwo wystąpienia fali o wysokości 10 m wynosi pomiędzy 10^{-5} i 10^{-6} na rok. W latach 2008 i 2011 opublikowano kolejne raporty, w których sugerowano podwyższenie fali projektowej do 15 m. Niestety TEPCO po ich opublikowaniu nie podjęło odpowiednich działań, lecz ograniczyło się do zlecenia wykonania kolejnych prac analitycznych. W marcu 2011 roku nastąpiło trzęsienie ziemi o znacznej sile (czwartej, co do wielkości historycznie rejestrowanych przy użyciu instrumentów na kuli ziemskiej). Wysokość fali tsunami wywołana tym zdarzeniem w EJ Fukushima wynosiła między 14 a 15 m, znacznie więcej niż przyjęta wartość projektowa.

W trakcie dyskusji nad przyczynami tak kosztownych skutków awarii w EJ Fukushima padł istotny zarzut, że analizy wykonane przez TEPCO ograniczały się jedynie do próby ocen prawdopodobieństwa tsunami powodującego falę o tej wysokości, co więcej – przy wykorzystaniu niepełnych danych historycznych. Skutków takiego zdarzenia (w kategoriach CDF i LERF) nie prowadzono, ponieważ w Japonii istniało przekonanie, że takie analizy nie są przydatne ze względu na znaczne niepewności [3]. Zatem przeprowadzone analizy nie określiły potencjalnych skutków tsunami, chociaż wskazały na słabą stronę obiektu, ale niestety wyniki nawet tej ograniczonej analizy nie zostały wykorzystane.

Zasadniczym efektem awarii w EJ Fukushima w kontekście analiz bezpieczeństwa było przeanalizowanie podejścia stosowanego przez właścicieli elektrowni jądrowych na świecie oraz przez dozory jądrowe. Stwierdzono, że należy powtórnie sprawdzić procedury związane z prowadzeniem analiz włącznie ze sprawdzeniem możliwości jednoczesnego występowania dwóch zdarzeń zewnętrznych. Było to uzasadnione tym, że rzeczywiście niektóre zagrożenia często występują wspólnie. Może na przykład wystąpić jednocześnie trzęsienie ziemi i tsunami,

albo silny wiatr i oblodzenie, albo ekstremalne opady i powódź. Generalnie istnieje możliwość wystąpienia zdarzeń kaskadowych (tj. jedno zdarzenie powoduje kolejne) lub jednoczesnych, ale w zasadzie niezależnych.

Wskazano również na korzyści, które nie były oceniane i wyraźnie zalecane, lecz związane ze stosowaniem urządzeń mobilnych. Głównie dotyczyło to zapewnienia technicznych możliwości wykorzystywania w sytuacjach awaryjnych takich urządzeń, jak ruchome generatory prądu elektrycznego (rozwiązanie trudności związanych z ich przyłączeniem w takich sytuacjach). Choć posiadanie ich na stanie obiektu jest intuicyjnie korzystne, to wykazanie tego faktu nie jest łatwo udowodnić liczbowo w odniesieniu do zmian w wartościach prawdopodobieństwa (częstości) uszkodzenia rdzenia reaktora CDF (ang. *Core Damage Frequency*) lub w wartościach prawdopodobieństwa (częstości) znaczącego uwolnienia produktów rozszczepienia do otoczenia LRF (ang. *Large Release Frequency*). Zagadnieniu temu poświęcone są często oddzielne sesje specjalistycznych konferencji.

W kontekście polskim na dzień dzisiejszy oceny zagrożeń zewnętrznych są związane z wyborem konkretnej lokalizacji EJ. Na marginesie – należy wyraźnie zaznaczyć, że występowanie określonego zagrożenia zewnętrznego nie dyskwalifikuje danej lokalizacji, gdyż mogą być przedsięwzięte działania techniczne kompensujące zagrożenia.

Elementy probabilistycznej oceny bezpieczeństwa od zdarzeń zewnętrznych

Na wykonanie probabilistycznej oceny bezpieczeństwa obiektu jądrowego od zdarzeń zewnętrznych składają się następujące elementy:

1. Analiza zagrożeń i zdarzeń.
2. Analiza reakcji systemów elektrowni i jej struktur.
3. Obliczenia dotyczące utraty funkcjonalności komponentów (struktur, rurociągów i wyposażenia)².
4. Analiza sekwencji awaryjnych.
5. Analiza konsekwencji zdarzeń oparta na ilościowych wskaźnikach ryzyka³.

Wyszczególnione punkty wskazują, że do wykonania tego typu analizy należy wziąć pod uwagę aspekty lokalizacyjne i parametry konstrukcyjne obiektu. Pierwszym etapem oceny jest przygotowanie w miarę szerokiej listy potencjalnych zdarzeń zewnętrznych. Listę takich zdarzeń można znaleźć na przykład w pozycji MAEA SSG-03 w aneksie I [4] lub w NUREG/CR-2300 w tablicy 10-1 [5]. Wymienione listy są dość obszerne, np. lista z SSG-3 liczy 60 pozycji, ale mimo to jest zatytułowana jako lista ogólna.

² Ogólniej chodzi tu o odpowiedź systemu lub jego składowych na zagrożenia – często wyrażane w postaci tzw. funkcji kruchości (ang. *fragility function*).

³ Takie jak częstości uszkodzenia rdzenia (ang. *Core Damage Frequency*, CDF) czy znacznego wczesnego uwolnienia produktów rozszczepienia (ang. *Large Early Release Frequency*, LERF).

Selekcja zdarzeń

Część z zagrożeń zewnętrznych dla bezpieczeństwa elektrowni jądrowej można natychmiast wykluczyć, bo trudno na przykład w warunkach polskich brać pod uwagę znaczący wpływ zjawisk wulkanicznych⁴. Pozostałe zagrożenia muszą jednak zostać przeanalizowane, po czym należy przeprowadzić proces selekcyjny. W procesie tym stosowane są dwa rodzaje kryteriów [6]. Pierwsze dotyczą oceny możliwych skutków z punktu widzenia bezpieczeństwa jądrowego, tj. określone zagrożenie może występować, ale można je pominąć, jeśli jego skutki dla bezpieczeństwa elektrowni są niewielkie. Drugie – oceny wartości liczbo-

wzięto pod uwagę następujące czynniki: (1) sejsmiczne, (2) powódzie, (3) silne wiatry, (4) uderzenie samolotu, (5) skrajna susza i (6) oblodzenie. W rezultacie tych procesów selekcyjnych zdecydowano na Słowacji, że oprócz czynnika sejsmicznego należy brać pod uwagę bardzo silne wiatry, tornado, bardzo niskie i bardzo wysokie temperatury, znaczne opady deszczu, ciężkie warunki związane z zaśnieżeniem, powodzią, oblodzeniem i wyładowaniami atmosferycznymi.

Dla przykładu przedstawiono poniżej fragmenty oceny zagrożenia od jednego czynnika, tj. od niskiej temperatury na Słowacji. W tabeli 1 pokazano wartości minimalnych temperatur w okresie od 1983 do 2013 roku.

Tabela 1. Pomiarzy minimalnych temperatur na terenie jednej ze słowackich elektrowni jądrowych w latach 1983–2013.

Table 1. Minimum temperature measured on site of one of Slovak nuclear power plants in the years 1983–2013.

Sezon zimowy	1983/84	1984/85	1985/86	1986/87	1987/88	1988/89
Temperatura minimalna [°C]	-13,8	-24,0	-16,6	-26,1	-10,7	-10,6
Sezon zimowy	1989/90	1990/91	1991/92	1992/93	1993/94	1994/95
Temperatura minimalna [°C]	-12,3	-15,5	-12,6	-19,0	-12,6	-17,6
Sezon zimowy	1995/96	1996/97	1997/98	1998/99	1999/2000	2000/01
Temperatura minimalna [°C]	-18,4	-20,7	-13,6	-14,1	-14,6	-10,1
Sezon zimowy	2001/02	2002/03	2003/04	2004/05	2005/06	2006/07
Temperatura minimalna [°C]	-20,1	-16,1	-15,3	-16,2	-19,6	-8,8
Sezon zimowy	2007/08	2008/09	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13
Temperatura minimalna [°C]	-11,7	-17,7	-17,5	-18,1	-15,1	-13,3

wej prawdopodobieństwa zdarzenia, tj. przyjmuje się, że nie trzeba rozpatrywać zdarzenia, którego prawdopodobieństwo wystąpienia w skali roku jest 10^{-7} lub mniej (częstość wystąpienia zdarzenia wynosi raz na 10 mln lat lub mniej). Warunek ten jest powszechnie stosowany, choć formalnie na ogół nie jest wyrażony wprost w przepisach.

Dla jednego z bloków jądrowych na Słowacji [7] przeprowadzono analizę znacznej liczby zagrożeń zewnętrznych, ale w większości przypadków okazało się, że prawdopodobieństwo ich zajścia jest bardzo małe. Po przeprowadzeniu procesu selekcyjnego polegającego na uwzględnieniu niepisanego warunku o prawdopodobieństwie wystąpienia 10^{-7} lub mniej oraz po dyskusji uznano, że należy rozpatrywać następujące zdarzenia: (1) skrajnie silne wiatry i tornada, (2) skrajne temperatury zewnętrzne, (3) znaczne opady deszczu, znaczne zaśnieżenie i powódzie, (4) oblodzenie i wyładowania atmosferyczne, (5) trzęsienie ziemi, (6) uderzenie samolotu oraz (7) skutki pobliskiej działalności związanej z transportem, produkcją przemysłową i (8) efekty związane z warunkami lokalizacyjnymi mogącymi spowodować pożary i eksplozje. W przypadku innej elektrowni w środkowej Europie

Opierając się na przedstawionych pomiarach, można przeprowadzić analizę statystyczną (wykorzystującą określony model rozkładu) i dokonać ekstrapolacji danych na dużo dłuższy okres. W tabeli 2 przedstawiono wartości obliczeniowe minimalnej temperatury w rozpatrywanej długości czasu z uwzględnieniem przedziału ufności 5%, 50% i 95%. Wartości w tabeli powinny być zasadniczo uzyskane z uwzględnieniem zmian klimatycznych – co jednak nie jest proste.

Istotnym elementem analizy jest zobrazowanie powyższych wartości obliczeniowych w postaci graficznej (rys. 1). Wyniki pomiarowe temperatur są uwidocznione w postaci czerwonych punktów. Krzywe obliczeniowe zobrazowane są w postaci prostych (dolna – 95%, środkowa 50% i górna 5%).

Na wykresie zobrazowano minimalne temperatury, które mogą się pojawić w okolicy elektrowni w przewidywanym czasie. Ekstrapolacja wybiega na $1E+9$ lat. Oprócz wyników pomiarowych widoczne są 3 linie obrazujące różne przedziały ufności. Dla jasności – przedział ufności określa przedział, w którym możemy być pewni, że interesująca nas wartość się zmieści. Warto pamiętać, że

⁴ Jednak można sobie wyobrazić sytuację, gdy pył wulkaniczny powoduje zatkanie filtrów wentylacyjnych, co może mieć różne skutki – casus wulkanu na Islandii w kwietniu 2010 roku, którego pył rozprzestrzenił się po całej Europie.

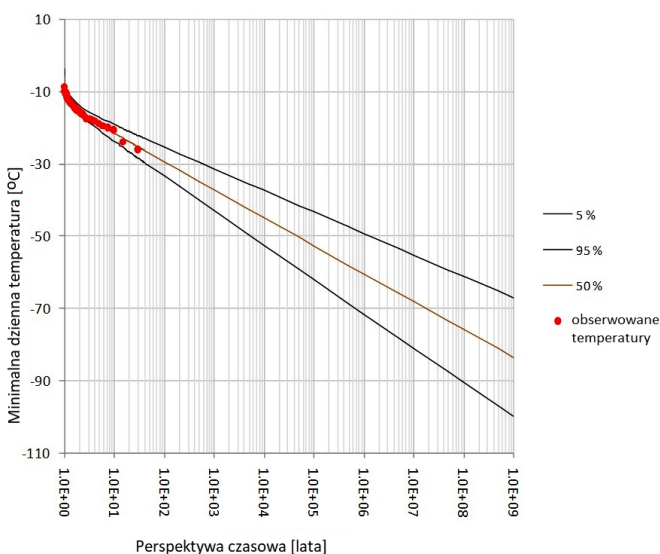
Tabela 2. Wartości minimalnej temperatury w danym przedziale czasu dla przedziałów ufności 5%, 50% i 95%.

Table 2. Calculated lowest temperatures for confidence intervals of 5%, 50% and 95%.

Czas [lata]	Przedział ufności		
	5%	50%	95%
5,0E+00	-17,1	-18,9	-20,7
1,0E+01	-19,1	-21,4	-23,8
1,5E+01	-20,2	-22,9	-25,5
2,0E+01	-21,0	-23,9	-26,7
2,5E+01	-21,6	-24,6	-27,6
5,0E+01	-23,5	-27,0	-30,5
1,0E+02	-25,3	-29,3	-33,4
2,0E+02	-27,1	-31,7	-36,3
5,0E+02	-29,5	-34,8	-40,0
1,0E+03	-31,3	-37,1	-42,9
1,0E+04	-37,3	-44,9	-52,4
1,0E+05	-43,3	-52,6	-61,9
1,0E+06	-49,2	-60,4	-71,5
1,0E+07	-55,3	-68,1	-81,0
1,0E+08	-61,2	-75,8	-90,5
1,0E+09	-67,1	-83,6	-100,0

przedstawiona na rysunku metoda ekstrapolacji liniowej obciążona jest dużym błędem i nie uwzględnia *explicite* zmian klimatycznych. Niemniej pozwala zilustrować wpływ przyjętego poziomu ufności na wynik obliczeń.

Warto przytoczyć tu prosty przykład podręcznikowy: jeśli dokonaliśmy pomiarów wzrostu mężczyzn dla próbki liczącej 40 osób i średni wzrost wyniósł 175 cm, to można



Rys. 1. Wykres minimalnej dziennej temperatury [°C] w okresie od 1 roku do 1E+9 lat dla trzech przedziałów ufności: 5%, 50% i 95% oraz punkty przedstawiające wartości pomiarowe.

Fig. 1. Daily minimum temperature depending on the return period for confidence intervals of 5%, 50% and 95% and observed temperatures.

wyniki ekstrapolować na większą grupę. Zakładając, że interesuje nas przedział ufności 95%, to w wyniku obliczeń otrzymujemy wynik, że średni wzrost wynosi 175 6,2 cm, czyli od 168,8 do 181,2 cm. Przechodząc od małej próbki do znaczącej populacji, nie wiadomo, jaka jest faktycznie średnia. Może się okazać, że średnia nie będzie w przedziale 175 6,2 cm, ale obliczony przedział ufności 95% wskazuje, że możemy być pewni na 95%, iż średnia będzie jednak w tym przedziale się mieścić.

Z przedstawionego wykresu na rysunku 1 można odczytać, że zwiększająca się perspektywa czasowa wpływa na zwiększenie zakresu niepewności i w związku z tym zwiększa się też wartość bezwzględna minimalnej temperatury przyjmowanej w projekcie. W okresie 100 lat minimalna temperatura z przedziałem ufności 95% może wynosić ok. -35°C , ale w okresie 1000 lat w związku z większą niepewnością musimy uznać (z przedziałem ufności 95%), że należy brać pod uwagę, iż minimalna temperatura może wynieść nawet ok. -47°C . Przyjęte w tym przykładzie założenie liniowej ekstrapolacji ma wyłącznie charakter poglądowy. Generalnie zjawiska pogodowe i klimatyczne opisuje się modelami nieliniowymi. Dodatkowo zmiany temperatur w tak długich okresach w sposób istotny zależą od zmian klimatycznych. Zatem trudno przypuszczać, by wykresy z rysunku 1 odzwierciedlały realne wartości temperatur.

W przypadku innych zdarzeń zewnętrznych sposób postępowania jest analogiczny, choć oczywiście muszą być brane pod uwagę inne parametry.

Reakcja systemów elektrowni jądrowej

Kolejnym etapem oceny probabilistycznej bezpieczeństwa jest określenie potencjalnych awarii (utruty funkcjonalności) określonych struktur, systemów lub komponentów (ang. *Structures, Systems, Components, SSCs*), które mogą pojawić się w razie wystąpienia określonego zdarzenia zewnętrznego. Informacje te będą wykorzystane w modelu sekwencji, jako zdarzenia inicjujące, a także jako uszkodzenia określonych SSC występujących w tym modelu.

Dla ilustracji można przytoczyć potencjalne skutki **bardzo silnych wiatrów, tornada** lub **znacznych opadów śniegu** w reaktorze typu WWER-440:

- utrata wszystkich linii wody użytkowej;
 - otwarcie wszystkich zaworów bezpieczeństwa na wytwornicach pary w części upustu do atmosfery;
 - zamknięcie wszystkich zaworów szybko zamykających się na liniach parowych obiegu wtórnego;
 - utrata systemu zasilania zewnętrznego, tj. utrata wszystkich nieklasyfikowanych linii o napięciu 6 kV;
 - utrata systemu wody chłodzącej;
 - utrata systemu wody zasilającej obiegu wtórnego.
- W przypadku **wysokich temperatur** zewnętrznych:
- awaryjne wyłączenie reaktora.

W przypadku **niskich temperatur** zewnętrznych:

- utrata wszystkich linii wody użytkowej.
- W przypadku **znacznych opadów deszczu**:
- utrata wszystkich linii systemu wody użytkowej;
- utrata systemu wody chłodzącej.
- W przypadku **oblodzenia i rozładowań**:
- utrata systemu zasilania zewnętrznego.

Oczywiście dla innych typów reaktorów lista potencjalnych awarii będzie inna, choć w części będzie się pokrywać.

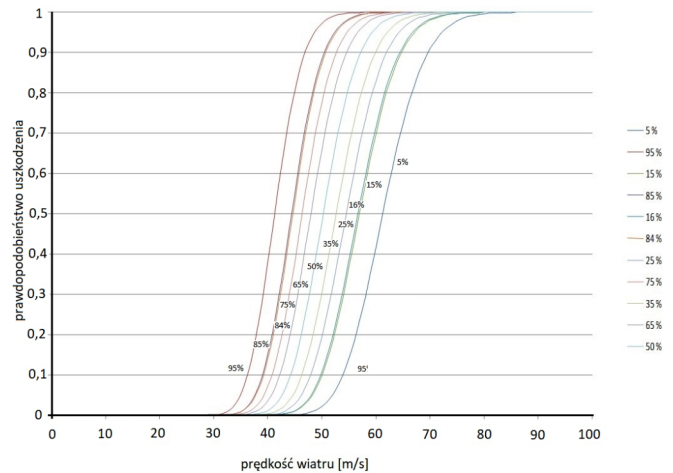
Reakcja struktur – wytrzymałość konstrukcji

Następnym etapem jest dokonanie analizy wytrzymałościowej budynków i struktur. Oczywiście temat ten jest obszernym zagadnieniem samym w sobie. Widoczny jest tutaj olbrzymi postęp w podejściu do zagadnienia wytrzymałości budynków od początku wprowadzania energetyki jądowej. Na przykład w konstrukcji WWER-440 budynki nie były projektowane pod kątem konieczności wytrzymałości na znaczne obciążenia zewnętrzne. Co więcej, w elektrowniach tego rodzaju nie było typowej obudowy bezpieczeństwa. Zmiany pojawiły się też w sprawie umiejscawiania poszczególnych budynków pod kątem minimalizacji wpływu czynników zewnętrznych. Większego znaczenia nabrała płyta fundamentowa i w tym kontekście zagrożenia związane z jakością podłoża. W niektórych przypadkach powstały nowe konstrukcje, np. chwytacz rdzenia, którego we wcześniejszych elektrowniach nie było. Niezmienna pozostaje potrzeba wykonania analiz wytrzymałościowych z punktu widzenia rozpatrywanego zagrożenia i konieczności wypełnienia przez budynki i struktury określonej funkcji. Wsparciem w tym względzie są różne standardy i normy. Można do nich zaliczyć m.in. francuskie standardy ETC-C/RCC-CW, jak również zalecenia EUR (*European Utility Requirements*).

Mało zmienił się sposób przeprowadzania oceny trwałości konstrukcji. Oceniane jest prawdopodobieństwo uszkodzenia budynku w zależności od zagrożenia z uwzględnieniem percentylów uszkodzenia. Tu właśnie wykorzystuje się tzw. funkcje kruchości (ang. *fragility fuctions*), które podają prawdopodobieństwo uszkodzenia badanego komponentu w zależności od czynnika zewnętrznego.

Przykładowa ocena wytrzymałościowa konstrukcji przedstawiona jest na rysunku 2 [7]. Na osi pionowej jest prawdopodobieństwo uszkodzenia budynku, na osi poziomej zaś prędkość wiatru w m/s. Podobnie jak na rysunku 1, przedstawiono wyniki obliczeniowe dla różnych przedziałów ufności. Krzywe oznaczają zgodnie ze zwiększającą się siłą wiatru kolejno przedziały ufności: 95%, 85%, 84%, 75%, 65%, 50%, 35%, 25%, 16%, 15% i 5%.

Zgodnie z wyjaśnieniem zawartym w [5] poszczególne krzywe opisują sytuacje, w których możemy być pewni, że konstrukcja wytrzyma napór wiatru przy danej prędkości.



Rys. 2. Prawdopodobieństwo uszkodzenia budynków reaktora (*Damage probability*) w funkcji prędkości wiatru (*Wind speed*) [m/s] dla różnych przedziałów ufności.

Fig. 2. *Damage probability depending on wind speed for various confidence levels.*

To znaczy, jeśli chcemy być przekonani, że budynki nie ulegną uszkodzeniu, należy poruszać się wzdłuż krzywej 95%. Może to być jednak podejście nadmiernie konserwatywne, obarczone zbyt wielkim współczynnikiem bezpieczeństwa. Wydaje się, że rozsądne jest poruszanie się wzdłuż średniej, czyli krzywej 50%. Z drugiej strony krzywa 5% nie oznacza, że budynki na pewno ulegną uszkodzeniu. Oznacza po prostu, że według analiz w 5% rozpatrywanych przypadków mimo wszystko budynki spełnią swoje zadanie i nie ulegną uszkodzeniu.

Zgodnie z przedstawionym wykresem, chcąc poruszać się po średniej, tj. po krzywej o 50% ufności i dla prędkości wiatru 45 m/s, prawdopodobieństwo uszkodzenia budynku wynosi 0,2. Godząc się na większe ryzyko, można się poruszać po krzywej np. 15% i tym samym uwzględniać wyższe wartości prędkości wiatru. W takim przypadku jednak bardziej chodzi o uniknięcie tzw. efektu klifowego i upewnienie się, że przy większych prędkościach wiatru jest poważna szansa na utrzymanie konstrukcji w całości.

W podanym wyżej przypadku rozpatrywany był czynnik zewnętrzny dotyczący silnych wiatrów, ale podany sposób postępowania standardowo wykorzystywany jest również w analizach sejsmicznych. Widoczna różnica przejawia się w tym, że na osi poziomej jest krotność przyspieszenia ziemskiego „g”.

Zagadnienie niepewności, pojęcia „aleatory” i „epistemic”

Nierozłączną częścią dokonywanej analizy zarówno probabilistycznej, jak i deterministycznej jest ocena niepewności. W zakresie ocen probabilistycznych bierze się pod uwagę czynniki losowe oraz czynniki oparte na wiedzy i badaniach [8]. Czynniki losowe określane są w języku angielskim jako

„aleatory”⁵. Stosowane jest również pojęcie niepewności typu „aleatory” (niepewności aleatoryczne). Tego typu niepewności nie można zmienić, nie można zmniejszyć i są definiowane w postaci rozkładu prawdopodobieństwa, np. stosując rozkład Poissona. Powtarzające się próby i obserwacje poszczególnych parametrów zbliżają wyniki do określonego rozkładu prawdopodobieństwa.

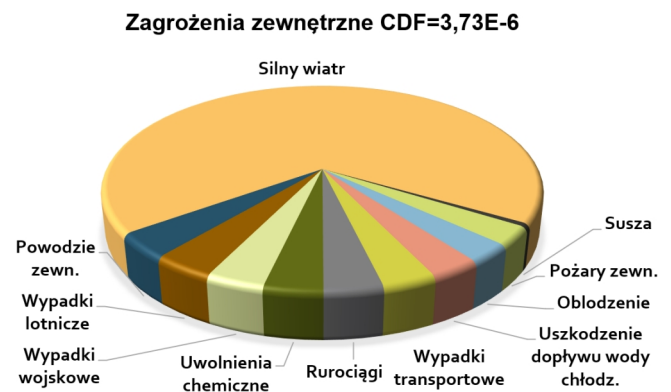
Drugi rodzaj niepewności określane jest jako niepewności poznawcze (ang. „epistemic”), inaczej określane jako niepewności epistemiczne. Są one związane z wiedzą analityka dokonującego oceny (niezależnie od tego, że jego stan wiedzy może być na poziomie eksperckim). W tym przypadku powtarzające się eksperymenty dotyczące danego zagadnienia mogą zmniejszyć obszar niepewności. Podobnie zwiększające się doświadczenie w funkcjonowaniu urządzeń i wiedza o ich zawodności spowodują znaczącą poprawę danych odnoszących się do stopnia zawodności urządzenia wyrażonego w liczbie awarii w jednostce czasu. Czynniki oparte na wiedzy i badaniach dają pole do dyskusji odnośnie do szczegółów i subtelności dotyczących analiz. Jeśli na przykład wziąć pod uwagę zagrożenie sejsmiczne, to powstaje pytanie o historię geologiczną danego obszaru i jak daleko należy sięgać wstecz z badaniami: czy np. 1000 lat wstecz, a może 10 tys. lat wstecz, po to, by uzyskać dane odpowiedniej jakości. W warunkach polskich może mieć to istotne znaczenie, gdyż obszar Polski nie jest aktywny sejsmicznie i występuje problem z danymi.

Ocena końcowa obiektu

Końcowe wnioski mogą być sformułowane dopiero po analizie sekwencji awaryjnych i analizie konsekwencji zdarzeń. Po przeprowadzeniu modelowania typowego dla obliczeń związanych z probabilistyczną analizą bezpieczeństwa (PSA) z drzewami zdarzeń, drzewami uszkodzeń, obliczeniami CDF i LRF można dojść do wyników określających wpływ poszczególnych czynników, tj. zdarzeń zewnętrznych, na poziom bezpieczeństwa obiektu.

Model PSA, umożliwiający kwantyfikację modelu w kategoriach ryzyka, dla zdarzenia zewnętrznego jest pochodną modelu PSA opracowanego dla zdarzeń wewnętrznych. Analiza wymaga opracowania drzew zdarzeń (ang. *Event Trees*) i drzew uszkodzeń (ang. *Fault Trees*), w których zdarzeniem inicjującym jest badane zdarzenie zewnętrzne lub stan przejściowy wywołany przez to zdarzenie. Kwantyfikacja tak uzyskanego modelu PSA wymaga propagacji uszkodzeń/niesprawności wszystkich istotnych SSC, które mogą być skutkiem badanego zdarzenia. Trudną i delikatną sprawą jest identyfikacja i właściwa ocena współzależności, kwestia oceny zdarzeń o wspólnej przyczynie, problem oceny obiektów składających się z kilku bloków itp. Szczegóły można znaleźć w dokumencie IAEA Safety Report Series nr 92 [6].

Wygodnym sposobem przedstawienia efektów końcowych obliczeń analiz probabilistycznych jest diagram kołowy charakteryzujący wkład poszczególnych zagrożeń od zdarzeń zewnętrznych w całkowite obliczone zagrożenie. Dla ilustracji na rys. 3 przedstawiono analizowane zdarzenia zewnętrzne i ich wkład procentowy w prawdopodobieństwo (częstość) uszkodzenia rdzenia reaktora CDF dla jednej z elektrowni w środkowej Europie. Obliczenia wykonane w roku 2016 dały sumaryczną wartość od zdarzeń zewnętrznych dla CDF równe $3,73E-6$ /rok [4]. Przedstawione na wykresie wyniki nie uwzględniają zdarzeń sejsmicznych, dla których $CDF = 1,11E-5$ /rok, a więc znacząco więcej. Na przedstawionym wykresie widać wyraźnie, że dominującym zagrożeniem w tym przypadku jest silny wiatr. Zagrożenie od powodzi zewnętrznych, wypadków lotniczych, skutków oblodzenia, uszkodzeń w systemie wody chłodzącej, wypadków transportowych, skutków uwolnień chemicznych, wypadków od przebiegających w pobliżu rurociągów, wypadków wojskowych oraz pożarów zewnętrznych jest podobne, zaś wartości mieszczą się w wąskim przedziale od 2,9% do 3,9%. Znacząco mniejsze zagrożenie jest od skutków suszy. Tak przedstawione wyniki zagrożeń wyraźnie pokazują, że zarówno urząd dozoru jądrowego, jak i właściciel elektrowni przy dokonywaniu ocen bezpieczeństwa muszą zwracać szczególną uwagę na aspekty związane z głównym zagrożeniem, tj. skutkami silnych wiatrów. Niemniej jednak inne zagrożenia nie mogą być pomijane i właściciel elektrowni powinien okresowo sprawdzać zmiany w zagrożeniach.



Rys. 3. Wykres udziału procentowego zdarzeń zewnętrznych w CDF dla jednej z elektrowni jądrowych w środkowej Europie [4]. Wartość sumaryczna $CDF=3,73E-06$. Wykres nie uwzględnia zdarzeń sejsmicznych. Wartości: silny wiatr 68,2%, wypadki lotnicze 3,9%, powodzie zewnętrzne 3,9%, wypadki wojskowe 3,7%, zagrożenie od uwolnień chemicznych 3,7%, zagrożenie od rurociągów przemysłowych 3,7%, wypadki transportowe 3,4%, uszkodzenia w dopływie wody chłodzącej 3,2%, oblodzenie 2,9%, pożary zewnętrzne 2,9%, susza 0,5%.

Fig. 3. Pie chart for CDF for external hazards. Total $CDF=3.73E-06$. Seismic hazard is not included. Values: severe winds 68.2%, aircraft accidents 3.9%, external flooding 3.9%, military accidents 3.7%, release of chemicals 3.7%, pipelines 3.7%, transportation accidents 3.4%, cooling water accident 3.2%, glaze ice 2.9%, external fire 2.9%, drought 0.5%.

⁵ Nazwa „aleatory” pochodzi od łacińskiego słowa „alea” – kostka do gry.

Podsumowanie

Przedstawiona w artykule droga postępowania jest typowa dla probabilistycznej analizy bezpieczeństwa elektrowni jądrowych od zagrożeń zewnętrznych. Wiele elementów tego typu analizy zostało jedynie zasygnalizowanych, albo nawet pominiętych, gdyż wymagałoby to wejścia w szczególności i być może zaciemniłoby przedstawiony proces. Dyskusji wymaga każdorazowo proces selekcji zagrożeń istotnych dla bezpieczeństwa. Występuje problem jakości danych, konieczne są czasami działania eksperymentalne. Analiza zagrożeń zewnętrznych powiązana jest nierozłącznie z projektem i procesem budowy elektrowni.

Widoczne jest to, że analiza probabilistyczna jest związana z postępowaniem metodycznym, niestety czasochłonnym i drobiazgowym. Efekt końcowy obliczeń może być dość niejasny i wymagający komentarza. Problem wizualizacji wyników jest nieustannie dyskutowany podczas spotkań ekspertów, ale postęp jest nadal nieznaczący. Na koniec – to co najważniejsze – probabilistyczne analizy bezpieczeństwa są elementem, którego absolutnie nie można pomijać przy dokonywaniu oceny bezpieczeństwa obiektu.

Notka o autorze

Dr inż. Ernest Staroń – inżynier energetyk, Naczelnik Wydziału Analiz Obiektów Jądrowych i Technologii Reaktorowych, Departament Bezpieczeństwa Jądrowego i Projektów Międzynarodowych Państwowej Agencji Atomistyki (e-mail: staron@paa.gov.pl).

Literatura

1. Staroń E., *Zdarzenia zewnętrzne i ich probabilistyczna ocena*, Bezpieczeństwo Jądrowe i Ochrona Radiologiczna, Biuletyn Informacyjny Państwowej Agencji Atomistyki, 1–2(115)/2019, s. 16.
2. IAEA SSR-1, “Site Evaluation for Nuclear Installations”, IAEA Vienna 2019.
3. Kulig M., 2015, *Analiza przyczyn awarii w japońskiej elektrowni atomowej Fukushima Dai-Ichi w marcu 2011 roku*, Bezpieczeństwo Jądrowe i Ochrona Radiologiczna, Biuletyn Informacyjny Państwowej Agencji Atomistyki, 2, s. 21.
4. IAEA SSG-3, “Development and Application of Level 1 PSA for Nuclear Power Plants”, IAEA Vienna 2010.
5. USNRC NUREG/CR-2300, „PRA Procedures Guide”, Washington DC, 1983.
6. IAEA Safety Report Series nr 92 “Consideration of external hazards in Probabilistic Safety Assessment for single unit and multi-unit Nuclear Power Plants”, IAEA, Vienna 2018.
7. Materiały konferencyjne z „TC Workshop on External Hazard Assessment, Design and Safety Assessment”, 29 stycznia–2 lutego 2018, Wiedeń, Austria (uzyskano zgodę na wykorzystanie części materiałów).
8. USNRC NUREG/CR-2201, „Probabilistic Risk Assessment and Regulatory Decisionmaking: Some Frequently Asked Questions”, Washington DC, 2016.

Kontrola dostawców i wykonawców przez organy dozoru jądrowego. Kontrola zdalna

Inspection of vendors, suppliers and contractors by nuclear regulatory body. Remote inspection

Piotr Leśny
Państwowa Agencja Atomistyki

Streszczenie: Jednym z najtrudniejszych zadań stojących przed organami dozoru jądrowego jest kontrola wykonawców i dostawców systemów oraz elementów konstrukcji i wyposażenia obiektu jądrowego, a także wykonawców prac prowadzonych przy budowie, rozruchu, eksploatacji i likwidacji obiektu jądrowego. Jest to złożone zagadnienie ze względu na zakres wymagań prawnych, a także na problematykę i metodykę takiej kontroli. Coraz powszechniej zwraca się uwagę (wpływ epidemii Covid-19, ale nie tylko) na stosowanie metod kontroli zdalnej. W artykule opisano podstawy prawne i przykłady wymagań stawianych kontrolowanym wykonawcom i dostawcom, jak również stosowane metody kontroli.

Słowa kluczowe: kontrola, dostawcy, wykonawcy, zapewnienie jakości, systemy zarządzania, prawo atomowe, kontrola zdalna, sztuczna inteligencja, rzeczywistość wirtualna, niezależny audyt, wymagania operatora.

Abstract: *One of the most difficult tasks faced by the nuclear regulatory body is the inspection of vendors, contractors and suppliers of systems, structure and components of a nuclear facility, as well as contractors of works carried out on the construction, commissioning, operation and decommissioning of a nuclear facility. It is a complex issue due to the scope of legal requirements, as well as the matter and methodology of such control. In addition, attention is being paid to more frequently used methods of remote inspections (the impact of the Covid-19 epidemic, but not only). The article describes the legal basis and examples of requirements for the inspected contractors and suppliers as well as applied methods of inspection.*

Keywords: *Inspection, vendors, suppliers, contractors, quality assurance, management systems, nuclear law, remote inspection, artificial intelligence, virtual reality, independent audit, licensee requirements.*

1. Wprowadzenie

Kontrola dostawców i wykonawców przez organy dozoru jądrowego jest to szerokie, niosące ze sobą trudne problemy zagadnienie z dziedziny nadzoru i kontroli nad obiektami jądrowymi. Wiąże się to z dużą liczbą czynników mających wpływ na problematykę i metodykę kontroli. Do tego dochodzi szerokie grono stron zainteresowanych: od organizacji społecznych, związków zawodowych, po inwestorów i samego operatora obiektu jądrowego (właściciela zezwolenia). Z punktu widzenia pracy inspektora dozoru jądrowego przekłada się to na konieczność znajomości aktów prawnych z tak różnych dziedzin, jak budownictwo czy energetyka, po przedsiębiorczość czy sprawy skarbowe. Wymagany jest również od niego inny (czytaj: dodatkowy) zakres umiejętności. Kontrola reaktora jądrowego różni się od kontroli zakładu produkującego rurociągi lub elek-

troniczne podzespoły do systemów sterowania. Całościowe opracowanie wymagałoby co najmniej rozmiarów książki. Jednak z punktu widzenia organów dozoru jądrowego **ramy kontroli** u dostawców i wykonawców dostatecznie określają wymagania dotyczące **zintegrowanego systemu zarządzania** obiektem jądrowym (ZSZ). Dlatego w tym artykule przedstawiona została kontrola dostawców i wykonawców z punktu widzenia wynikających z ZSZ wymogów dla ich systemów zarządzania, a przede wszystkim **systemów jakości**. W ustawie Prawo atomowe (dalej: ustawie) [1] i w praktyce wykonywania dozoru jądrowego jakość jest synonimem bezpieczeństwa. Wynika to wprost z definicji (art. 3 p. 32), określającej program zapewnienia jakości (ang. *quality assurance*, QA) jako „system działań gwarantujący spełnienie określonych **wymagań bezpieczeństwa** jądrowego i ochrony radiologicznej oraz prze-

prorowadzenie sprawnego postępowania w przypadku wystąpienia zdarzenia radiacyjnego w zależności od prowadzonej działalności, a w przypadku działalności z materiałami lub obiektami jądrowymi – gwarantujący także spełnienie **wymagań ochrony fizycznej**”.

W artykule uwzględniono również kwestię wpływu aktualnej epidemii Covid-19 na kontrolę dostawców i wykonawców. **Kontrole zdalne** lub ich elementy stanowią *de facto* stałą część pracy organów dozoru jądrowego na całym świecie, praktycznie od czasu jak istnieje przemysł jądrowy. Zmieniła się tylko ich częstotliwość i zakres. Nic dziwnego, kontrole zdalne prowadzi się najczęściej w miejscach, w których warunki stwarzają ryzyko: wysoka temperatura, promieniowanie jonizujące czy inne czynniki szkodliwe, do jakich zaliczają się również mikroorganizmy chorobotwórcze. Po prostu zakres czynników niebezpiecznych i szkodliwych, których ryzyko występowania należy uwzględniać podczas kontroli, poszerzył się o czynniki biologiczne. Kontrole w miejscach niebezpiecznych stanowią pewną stałą część obowiązków inspektorów dozoru jądrowego.

2. Wymagania krajowe dotyczące kontroli u wykonawców i dostawców

W ustawie [1] art. 3 systemy zarządzania dla **obiektów jądrowych i składowisk odpadów promieniotwórczych** określone są mianem **zintegrowanych systemów zarządzania (ZSZ)**, zdefiniowanych jak następuje:

Zintegrowany system zarządzania (art. 3 pkt. 55) – system zarządzania obejmujący elementy związane z bezpieczeństwem, zdrowiem, środowiskiem, zapewnieniem jakości, kwestiami ekonomicznymi oraz ochroną fizyczną, **dający priorytet bezpieczeństwu jądrowemu** przez zapewnienie, że wszystkie decyzje są podejmowane po analizie ich wpływu na bezpieczeństwo jądrowe, ochronę radiologiczną, ochronę fizyczną i zabezpieczenia materiałów jądrowych.

To trochę uproszczona wersja definicji tego, czym jest zintegrowany system zarządzania (ZSZ) [2]. W ustawodawstwie różnych krajów występują w jego określeniu jeszcze takie zagadnienia, jak np. bezpieczeństwo socjalne, zarządzanie ryzykiem etc. Zważywszy, że w skład ZSZ wchodzi także kultura bezpieczeństwa, czyli wszelkie niesformalizowane działania mające zapewnić bezpieczeństwo, to *de facto*: cała działalność obiektu jądrowego czy składowiska odpadów promieniotwórczych jest w pewnym stopniu ujęta w ZSZ ([2] str. 40–46), – począwszy od przykręcenia śrubki w ekspresie do kawy znajdującym się na terenie obiektu, po rozruch reaktora. Normy prawne wymagają jednak prostych i konkretnych sformułowań. Dlatego na potrzeby kontroli stosowana jest definicja z ustawy. Jednak nawet z tej definicji wynika olbrzymia ilość implikacji co do zakresu, kształtu i charakteru ZSZ. Na najprostszym – czysto literalnym – poziomie dla

inspektorów dozoru jądrowego oznacza ona wymóg nadrzędności bezpieczeństwa jądrowego nad każdym innym zagadnieniem oraz zapewnienia w pierwszej kolejności w kontrolowanym obiekcie czy jednostce prowadzącej działalność ze źródłami promieniowania: ochrony radiologicznej, ochrony fizycznej i zabezpieczenia materiałów jądrowych w rozumieniu ustawy. Przypomnijmy, jak zdefiniowano te pojęcia w tej ustawie [1] (art. 3 oraz 40).

Bezpieczeństwo jądrowe (art. 3 pkt. 2) – osiągnięcie odpowiednich warunków eksploatacji, zapobieganie awariom i łagodzenie ich skutków, czego wynikiem jest ochrona pracowników i ludności przed zagrożeniami wynikającymi z promieniowania jonizującego z obiektów jądrowych.

Ochrona radiologiczna (art. 3 pkt. 20) – zapobieganie narażeniu ludzi i skażeniu środowiska, a w przypadku braku możliwości zapobieżenia takim sytuacjom – ograniczenie ich skutków do poziomu tak niskiego, jak tylko jest to rozsądnie osiągalne, przy uwzględnieniu czynników ekonomicznych, społecznych i zdrowotnych.

Bezpieczeństwo jądrowe i ochrona radiologiczna są ze sobą nierozzerwalnie związane. W praktyce stosuje się jeden skrót – bjjor. W Prawie atomowym rozdzielono te pojęcia, bo termin **ochrona radiologiczna** odnosi się również do użytkowników źródeł promieniowania. Generalnie bjjor dotyczy bezpieczeństwa technicznego źródeł promieniowania jonizującego i ochrony zdrowia prowadzących działalność z tymi źródłami oraz osób postronnych. Pozostałe terminy dotyczą innych zagrożeń związanych z ochroną przed promieniowaniem jonizującym.

Ochrona fizyczna (art. 3 pkt. 19) – całokształt przedsięwzięć organizacyjnych i technicznych, mających na celu skuteczne zabezpieczenie materiałów jądrowych i obiektów jądrowych przed aktami terroru, dywersji, sabotażu i kradzieży.

Zabezpieczenia materiałów jądrowych (art. 40 pkt. 12) – zespół środków prawnych i organizacyjnych oraz rozwiązań praktycznych, ustanowionych w ramach Układu, Porozumienia, Protokołu dodatkowego i Traktatu Euratom oraz przepisów wydanych na jego podstawie, w zamiarze niedopuszczenia do wykorzystania materiałów jądrowych stosowanych w pokojowej działalności do wytwarzania broni jądrowej, innych jądrowych urządzeń wybuchowych lub do celów nieznanymi.

Zasadniczo wraz z rozwojem technologii (w tym zdalnych) coraz trudniej rozdzielić zakresy kontroli w ramach tych definicji. Na przykład system monitoringu telewizyjnego może służyć zarówno do wykrywania anomalii technicznych, takich jak dym z uszkodzonego urządzenia, jak i różnego rodzaju intruzów. Dlatego powstała potrzeba integracji działań kontrolnych z nimi związanych. Ustawa nakłada więc obowiązek posiadania i stosowania przez operatorów obiektów jądrowych i składowisk odpadów promieniotwórczych zintegrowanego systemu zarządzania i uprawnienia organy dozoru do kontroli jego wdrożenia

[1, 3]. Tu mała uwaga: standardy bezpieczeństwa Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej dotyczące zarządzania, takie jak GS-R-3 i jego następcą GSR part 2 [4] sugerują implementację wymagań dotyczących ZSZ w odpowiednim stopniu (czyli zgodnie z tzw. podejściem stopniowanym (ang. *graded approach*), a mówiąc językiem potocznym: „przez filtr zdrowego rozsądku”) również do dostawców i wykonawców. Inaczej mówiąc, to czego przepisy i organy dozoru jądrowego wymagają od obiektów jądrowych i składowisk odpadów promieniotwórczych, jest również wymagane w coraz większym stopniu od dostawców i wykonawców, wymusza to zresztą logika wdrożenia wymagań ZSZ w polskich obiektach jądrowych. Przy opracowywaniu szczegółowych przepisów, dotyczących budowy elektrowni jądrowej czy składowiska odpadów promieniotwórczych, bierze się pod uwagę m.in. standardy Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej, które przeniesione do krajowych przepisów stają się obligatoryjne. Przykładowo do art. 36 k ustawy [1] przeniesiono część tzw. **ogólnych wymagań bezpieczeństwa** (ang. *generic safety requirements*) z normy MAEA GSR part 2 [4].

Artykuł 36 k ustawy formułuje następująco podstawowe **wymagania dotyczące ZSZ**.

1. Jednostka organizacyjna wykonująca działalność związaną z narażeniem, polegającą na budowie, rozruchu, eksploatacji lub likwidacji **obiektu jądrowego** posiada zintegrowany system zarządzania.

2. Zintegrowany system zarządzania obejmuje:

- 1) politykę jakości;
- 2) program **zapewnienia jakości**;
- 3) opis systemu zarządzania;
- 4) opis struktury organizacyjnej;
- 5) opis odpowiedzialności, obowiązków, uprawnień i wzajemnych oddziaływań w dziedzinach zarządzania, realizacji i ocen;

6) opis wzajemnych oddziaływań z podmiotami zewnętrznymi;

7) opis procesów zachodzących w jednostce organizacyjnej wraz z informacjami pomocniczymi wyjaśniającymi, w jaki sposób dokonuje się przygotowania, przeglądu, wykonania, dokumentowania, oceny i ulepszania działalności;

8) przyjętą **klasyfikację bezpieczeństwa** systemów oraz elementów konstrukcji i wyposażenia obiektu jądrowego;

9) wstępny **raport bezpieczeństwa** lub raport bezpieczeństwa obiektu.

10) **politykę kultury bezpieczeństwa**, rozumianą jako wspólnie ustalone i realizowane zobowiązanie kierownictwa i pracowników, zapewniające praktyczne funkcjonowanie kultury bezpieczeństwa w jednostce organizacyjnej.

3. Dokumentację opisującą zintegrowany system zarządzania przedkłada się do zatwierdzenia Prezesowi Agencji wraz z wnioskiem o wydanie zezwolenia na wykonywanie działalności związanej z narażeniem, polegającej na budowie, rozruchu, eksploatacji lub likwidacji obiektu jądrowego.

4. **Wykonawcy oraz dostawcy systemów oraz elementów konstrukcji i wyposażenia** obiektu jądrowego, a także **wykonawcy prac przy budowie** i wyposażaniu obiektu jądrowego posiadają wdrożone odpowiednie **systemy jakości** prowadzonych prac.

Artykuł 36 k ustawy stanowi zasadniczą podstawę prawną dla wszystkich zainteresowanych stron, jeżeli chodzi o jakość i bezpieczeństwo na wszystkich etapach funkcjonowania **obiektu jądrowego**. Dlatego został przytoczony w całości. Artykuł 53 d ust. 2 ustawy zawiera wymóg opisu w raporcie bezpieczeństwa, składanym z wnioskiem o zezwolenie na budowę **składowiska odpadów promieniotwórczych**, zintegrowanego systemu zarządzania takiego składowiska, choć w ustawie nie ma uszczegółowienia wymagań dotyczących dozоровej kontroli istotnych dla bezpieczeństwa aspektów jego wdrożenia, jak to ma miejsce w odniesieniu do obiektów jądrowych w art. 37 ustawy. Niemniej jednak, zgodnie z art. 55 f ustawy, **zintegrowany system zarządzania składowiska** musi obejmować wszystkie te elementy, jakie są wymagane w odniesieniu do ZSZ obiektu jądrowego (wymienione w art. 36 k ust. 2 ustawy). Uzyskanie zatwierdzenia ZSZ składowiska przez Prezesa PAA jest warunkiem uzyskania zezwoleń na etapach jego budowy, eksploatacji i likwidacji.

Artykuł 37 ustawy określa natomiast zasady dotyczące **kontroli u dostawców systemów i wyposażenia oraz wykonawców prac w obiektach jądrowych** i obliuguje organy dozoru jądrowego do ściśle określonych działań, w tym nakładania określonych sankcji. Organы dozoru jądrowego oraz, w zakresie swoich kompetencji, inne organy, działające w ramach **systemu koordynacji kontroli i nadzoru nad obiektami jądrowymi**¹, mogą kontrolować **wykonawców i dostawców** systemów oraz elementów konstrukcji i wyposażenia obiektu jądrowego, a także **wykonawców prac** prowadzonych przy budowie, wyposażaniu, rozruchu, eksploatacji i likwidacji obiektu jądrowego w zakresie systemów, elementów i prac istotnych ze względu na bezpieczeństwo jądrowe i ochronę radiologiczną oraz bezpieczne funkcjonowanie urządzeń objętych dozorem technicznym Urzędu Dozoru Technicznego (dalej: UDT), (o których mowa w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 5 ust. 4 ustawy z dnia 21 grudnia 2000 r. o dozorcze technicznym). Kontrole, o których mowa wyżej, polegają na sprawdzaniu wybranych systemów oraz elementów konstrukcji i wyposażenia

¹ Wg art. 66 ust. 3 ustawy system ten, zwany systemem koordynacji, tworzą Prezes Państwowej Agencji Atomistyki (PAA) w porozumieniu z Szefem Agencji Bezpieczeństwa Wewnętrznego (ABW), Urzędem Dozoru Technicznego (UDT), Głównym Inspektorem Ochrony Środowiska (GIOŚ), Głównym Inspektorem Sanitarnym (GIS), Komendantem Głównym Państwowej Straży Pożarnej (KG PSP), Głównym Inspektorem Nadzoru Budowlanego (GINB) i Głównym Inspektorem Pracy (GIP).

obiekty jądrowego, **gotowych oraz będących w trakcie wytwarzania**, a także na sprawdzeniu **prac w obiekcie jądrowym w trakcie ich wykonywania**. Możliwość wykonywania przez organy dozoru jądrowego czynności kontrolnych w powyższym zakresie musi być **zagwarantowana w umowach** z wykonawcami i dostawcami. W toku tych kontroli organy dozoru jądrowego mogą występować z wnioskiem o wydanie opinii do właściwych organów administracji publicznej, w szczególności UDT, oraz jeżeli jest to podyktowane koniecznością dokonywania ocen wymagających określonej specjalistycznej wiedzy z różnych dziedzin związanych z zapewnieniem bezpieczeństwa jądrowego, do:

1) laboratoriów i organizacji eksperckich autoryzowanych przez Prezesa PAA – w przypadku kontroli wykonawców i dostawców systemów oraz elementów konstrukcji i wyposażenia elektrowni jądrowej, a także wykonawców prac prowadzonych przy budowie, wyposażeniu i likwidacji takiej elektrowni;

2) biegłych, ekspertów i laboratoriów – w przypadku kontroli wykonawców i dostawców systemów oraz elementów konstrukcji i wyposażenia innych obiektów jądrowych, a także wykonawców prac prowadzonych przy budowie, wyposażeniu i likwidacji takich obiektów.

W przypadku stwierdzenia w wyniku kontroli prowadzonej przez organy objęte systemem koordynacji, że określony system lub element konstrukcji lub wyposażenia obiektu jądrowego może mieć negatywny wpływ na stan bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej obiektu jądrowego, **Prezes PAA zakazuje** jednostce organizacyjnej wykonującej działalność związaną z narażeniem, polegającą na budowie, rozruchu, eksploatacji lub likwidacji obiektu jądrowego, **zastosowania tego systemu lub elementu w obiekcie jądrowym**.

W przypadku stwierdzenia w wyniku kontroli prowadzonej przez organy objęte systemem koordynacji, że określone prace w obiekcie jądrowym są prowadzone w sposób mogący mieć negatywny wpływ na stan bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej obiektu jądrowego, **Prezes PAA nakazuje** jednostce organizacyjnej wykonującej działalność związaną z narażeniem, polegającą na budowie, rozruchu, eksploatacji lub likwidacji obiektu jądrowego **wstrzymanie tych prac**.

Te dwa artykuły ustawy (36 k i 37) są podstawą kontroli wykonawców i podwykonawców. Właściwie już wymaganie dotyczące systemów jakości implikuje posiadanie przez wykonawców i dostawców odpowiednich standaryzowanych systemów zarządzania jakością, czyli w praktyce świadectw jakości odpowiednich organizacji certyfikujących [5]. Jakich konkretnie, to już kwestia wymagań ZSZ danego obiektu jądrowego czy składowiska. Wymagania dotyczące bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radio-

logicznej zawarte w Prawie atomowym stanowią bowiem absolutne minimum. Ich koniecznym uzupełnieniem i doprecyzowaniem są wymagania określone przez „jednostkę organizacyjną wykonującą działalność związaną z narażeniem, polegającą na budowie, rozruchu, eksploatacji lub likwidacji obiektu jądrowego” lub „...na budowie, eksploatacji lub zamknięciu składowiska odpadów promieniotwórczych” w zatwierdzonej przez Prezesa PAA dokumentacji ZSZ **obiektów jądrowych** lub **składowisk**.

3. Praktyka światowa w zakresie kontroli dozorowej dostawców i wykonawców

Wymagania jakości dla dostawców i wykonawców określane są najczęściej w programach zapewnienia jakości (PZJ). Podstawą tych wymagań są najróżniejsze normy i standardy jakości w zależności od użytej przez operatora technologii. Jednakże absolutną podstawą dla każdego operatora – właściciela zezwolenia, a co za tym idzie – dla każdej instytucji na świecie są wymagania dotyczące zapewnienia jakości wywodzące się z normy ASME-NQA-1 [6]. Jest to tak zwane 18 kryteriów. W amerykańskiej komisji dozoru jądrowego NRC² czy koreańskim KINS³ inspektorzy dozoru jądrowego uczą się ich na pamięć. Na przykład podczas dwuletniego szkolenia inspektorów KINS kurs dotyczący kontroli w zakresie 18 kryteriów odbywa się dwukrotnie i za każdym razem sprawdzana jest umiejętność posługiwania się nimi przez inspektorów dozoru jądrowego podczas kontroli. Zakresy kontroli dozorowej w ramach każdego tych 18 kryteriów obejmują wymienione niżej kwestie szczegółowe.

1. *Organisation* – czyli organizacja systemu jakości. W skrócie to wymaganie sprowadza się do dwóch pojęć: **zapewnienie jakości** (ang. *quality assurance, QA*) i **kontrola jakości** (ang. *quality control, QC*). W dużym uproszczeniu jakość zapewniają pracownicy odpowiedzialni za wykonanie danej pracy, a jakość sprawdzają pracownicy (osoby) od nich niezależne. Według tego kryterium inspektor dozoru sprawdza, czy istnieje:

- dokument opisujący strukturę organizacyjną ze ściśle określonymi odpowiedzialnościami i uprawnieniami pracowników wszystkich szczebli;
- dokument opisujący, kto i jak dokonuje kontroli jakości i czy zachowana jest niezależność kontroli;
- dokumentacja przeprowadzonych kontroli;
- dokument opisujący interfejsy między jednostkami wewnętrznymi kontrolowanej organizacji, a także ze stronami zainteresowanymi.

2. *Quality Assurance Program* – czyli program zapewnienia jakości (PZJ). To wymóg przygotowania w pierwszej kolejności dokumentu opisującego zaplanowany, wdrożo-

² Nuclear Regulatory Commission, dosłownie Komisja Regulacji Jądrowych – amerykański organ dozoru jądrowego.

³ Korean Institute for Nuclear Safety – Koreański Instytut Bezpieczeństwa Jądrowego wykonujący w Republice Korei zadania instytucji dozoru jądrowego.

ny i utrzymywany program zapewnienia jakości, za którego pomocą organizacja kontroluje działania i ich warunki. Zasadniczo PZJ powinien być zgodny z odpowiednim standardem. Przykładowo, w Republice Korei jest to norma KEPIC QAP 2000. Sprawdzeniu przez inspektora dozoru podlega:

- czy w PZJ zawarte są procedury dotyczące kwalifikacji pracowników;
- czy tylko i wyłącznie wykwalifikowany personel dokonuje testów i kontroli;
- czy PZJ zawiera formalny program praktyk i szkoleń personelu;
- aktualność uprawnień personelu;
- czy uprawnienia są udokumentowane (np. certyfikaty szkoleń);
- czy urządzenia pomiarowe mają ważne atesty;
- czy pracownicy odpowiedzialni za pomiary dozometryczne i badania nieniszczące mają udokumentowane szkolenie, egzaminy i certyfikację;
- czy osoby dokonujące kontroli wewnętrznej mają udokumentowane i aktualne szkolenia, egzaminy, świadectwa zgodne z normą, z którą zgodny jest z kolei PZJ danej organizacji.

3. *Design Control* – czyli kontrola projektu, a właściwie kontrola nad projektem. Kryterium akceptacji stanowi zgodność projektu z przepisami zawartymi w prawie oraz w zezwoleniu wydanym przez organ dozoru jądrowego. Następną kwestią to czy zmiany wprowadzane do danego systemu nie wpływają na bezpieczeństwo innych systemów. Sprawdzeniu podlega:

- dokumentacja zmian, czyli np. specyfikacja, rysunki techniczne, instrukcje itd.;
- program kontroli projektu (dokument) i jego wdrożenie;
- czy każda zmiana jest zaaprobowana i zatwierdzona przez ściśle określoną osobę (np. modyfikacja obiektu jądrowego musi zostać zatwierdzona przez organ dozoru – to ważne: jeśli stwierdzamy podczas kontroli nieautoryzowaną modyfikację, reagujemy natychmiast);
- czy istnieje lista dokumentów dotyczących sprawdzania projektu oraz lista materiałów i dokumentacji projektowej.

4. *Procurement Document Control* – kontrola dokumentów zamówienia. Wymaganie obejmuje:

- listę dokumentacji dostawcy;
- zgodność dokumentacji dostawcy z wymaganiami np. prawa atomowego;
- dokumenty dotyczące zmian w oryginalnej dokumentacji;
- listę zaaprobowanych dostawców i czy kontrolowany przez inspektorów dozoru dostawca na tej liście się znajduje.

5. *Instructions, Procedures and Drawings* – instrukcje, procedury i rysunki. Sprawdzane jest, czy są opracowane

i zgodne z prawem atomowym (oraz zezwoleniem organu dozoru jądrowego):

- procedury zapewnienia jakości;
- procedury kalibracji urządzeń pomiarowych;
- specyfikacje, procedury dotyczące spawania;
- instrukcje pracy;
- rysunki wykonawcze etc.;
- zawartość wyżej wymienionych dokumentów: opis pracy, odpowiedzialność za pracę, odniesienia do wykorzystywanych materiałów i wyposażenia, warunki wstępne działań, kryteria akceptacji etc.

6. *Document Control* – kontrola dokumentów. Sprawdzeniu podlega:

- wybrany dokument z listy kontrolowanych dokumentów;
- wynik kontroli niezależnego audytu dokonywanego przez autoryzowany personel.

7. *Procurement Control* – kontrola zamówienia. Kontroli dokonuje się na podstawie umowy i specyfikacji na wszystkich etapach procesu: od zapotrzebowania zamówienia do finalizacji zamówienia. Sprawdzeniu podlega:

- kompletność dokumentacji zamówienia;
- czy wszystkie procedury i odpowiedzialności dotyczące zamówienia są ściśle opisane w projekcie, zamówieniu i zapewnieniu jakości organizacji;
- czy dokumentacja zawiera określone wymagania techniczne i jakości zamówienia.

8. *Identification and Control of Items* – identyfikacja i kontrola wyrobów. Sprawdzeniu podlega:

- czy urządzenia, struktury, narzędzia używane lub instalowane w obiekcie są w pełni sprawne (wiarygodne), ich niezawodność jest sprawdzona, a ich identyfikacja utrzymywana w trakcie całego użytkowania danej konstrukcji (np. w uproszczeniu, czy jakaś część lub narzędzie nie pochodzi z niezidentyfikowanego źródła, materiał użyty w konstrukcji jest nieokreślony, lokalizacja jakiegoś urządzenia jest nieznaną);
- czy program identyfikacji urządzeń (wyrobów) umożliwia lokalizację (śledzenie) poszczególnych urządzeń (wyrobów), czyli w uproszczeniu: najpierw trzeba znaleźć taki program, następnie dzięki zawartej w nim treści odnaleźć określony element np. połączenie spawane numer 6;
- czy program identyfikacji urządzeń został odpowiednio wdrożony; w pierwszej kolejności należałoby np. sprawdzić, czy odpowiedzialni za program pracownicy znają jego treść.

9. *Process Control* – kontrola procesów. Sprawdzeniu podlega:

- czy plan jakości jest przygotowany zgodnie z odpowiednimi wymaganiami i prawidłową sekwencją;
- czy dokonano identyfikacji każdego etapu procesu i kolejności wykonywanych operacji, w tym określonej kontroli, badań i testów;

- czy opisano odpowiedzialność za kontrolę personelu i wyposażenia używanego podczas specjalnych procesów;
 - podczas takich specjalnych procesów jak spawanie: czy wykonawca wykonał spawy zgodnie z wymaganiami (kody, standardy), czy przeprowadzono wymagane badania jakościowe (np. testy nieniszczące), czy został zachowany harmonogram badań.
10. *Inspection* – kontrole. Sprawdzeniu podlega:
- czy sporządzono plan kontroli;
 - czy sporządzono procedury kontroli;
 - czy sporządzono zapisy kontroli.
11. *Test Control* – testy, badania. Sprawdzeniu podlega:
- czy opracowano procedury i instrukcje badań zgodne z raportem analiz bezpieczeństwa (kodami, standardami);
 - czy wyniki badań są oszacowane zgodnie z kryteriami akceptacji i zaaprobowane przez wykwalifikowany personel;
 - czy zostały skontrolowane badania podwykonawców.
12. *Measuring and Test Equipment Control* – pomiary i testy wyposażenia. Sprawdzeniu podlega:
- czy ustanowiono odpowiednie pomiary i wdrożono kontrolę, kalibrację, regulację i konserwację narzędzi, testerów, instrumentów i innego wyposażenia do pomiarów i testów, aby zapewnić, że są one w odpowiednim zakresie i dokładności;
 - czy status wskaźników kalibracji pomiarów jest odpowiedni do utrzymania stałego śledzenia zapisów kalibracyjnych;
 - czy procedury kalibracji opierają się na wymaganych dokładnościach.
13. *Handling, Storage and Shipping* – obsługa, magazynowanie, spedycja. Sprawdzane są:
- okresowo narzędzia do obsługi, wyposażenie, doświadczenie i wyszkolenie użytkowników;
 - poziom magazynowania (wg obowiązującej klasyfikacji), warunki przechowywania (np. temperatura i poziom wilgotności).
14. *Inspection, Test and Operational Status* – inspekcja, testy i status działalności. Sprawdzeniu podlega:
- czy jest nadany status operacyjny poszczególnym systemom i komponentom;
 - wskaźnik operacyjnego statusu, który jest stosowany, aby zapobiec przypadkowemu działaniu systemów i komponentów.
15. *Control of Nonconforming Items* – kontrola niezgodności wyrobów i postępowania. Sprawdzeniu podlega:
- czy opracowane zostały procedury, jak identyfikować, dokumentować, separować, kontrolować, poprawiać i rejestrować niezgodne wyroby, obsługę i działania oddziałujące na jakość;
 - czy odpowiedzialność innych współpracujących organizacji za zapewnienie jakości jest opisana;
- czy opracowano: raport niezgodności NCR (ang. *non-conformance report*), analizę przyczyn niezgodności RCA (ang. *root cause analysis*), analizę trendów TA (ang. *trends analysis*).
16. *Corrective Action* – działania naprawcze. Podlega sprawdzeniu:
- czy wszystkie jakościowo wadliwe materiały, części i działania są identyfikowane i natychmiast korygowane;
 - czy wszystkie działania naprawcze są opisywane w raporcie działań naprawczych;
 - czy działania naprawcze są raportowane do kadry kierowniczej, a następnie oceniane;
 - czy dokonywana jest analiza trendów w działaniach naprawczych, czy jest oceniana w ramach trendów jakościowych i raportowana do kadry kierowniczej.
17. *Quality Assurance Records* zapisy dotyczące zapewnienia jakości. Sprawdzeniu podlega:
- czy zapisy dotyczące zapewniania jakości, które dostarczają dowodów jakości elementów i/lub działań mających wpływ na jakość są określane i tworzone, a następnie kontrolowane, uwierzytelniane, otrzymywane i zachowane;
 - czy wybór zapisów QA odzwierciedla prawidłowo wymagania prawa atomowego i przyjętych norm;
 - czy zapisy dowodzące, że wada lub niezgodność została skorygowana, są prawidłowo sporządzone.
18. *Audit*. Audyt. Sprawdzeniu podlega:
- czy audyt producenta osprzętu, systemów, elementów (komponentów) reaktora został zaplanowany i zrealizowany w ujęciu rocznym;
 - czy wyniki kontroli zostały udokumentowane i zgłoszone do odpowiedzialnego i odpowiedniego kierownictwa;
 - czy zostały podjęte ewentualnie odpowiednie akcje korygujące i naprawcze;
 - czy dokumenty audytu pokrywają się z wszystkimi związanymi z jakością działaniami i zawierają:
 - harmonogram audytu i jego plan;
 - potwierdzenie organizacyjnej niezależności audytorów;
 - udokumentowane wyniki;
 - odpowiedź z audytowanej organizacji w odpowiednim czasie;
 - raport dotyczący warunków wymagających szybkich działań naprawczych do zarządu audytowanej organizacji;
 - ocenę adekwatności odpowiedzi na audyt przez lub dla audytowanej organizacji;
 - potwierdzenie podjęcia działań następczych w celu sprawdzenia, czy działania korygujące są realizowane zgodnie z planem.
- Wyżej wymienione wymagania stanowią praktyczną podstawę do opracowania programów **kontroli dostawców i wykonawców** przez organy dozoru jądrowego. Treść

wyżej wymienionej listy kontrolnej zaczerpnięta jest z kursu [7] dla inspektorów Koreańskiego Instytutu Bezpieczeństwa Jądrowego KINS – instytucji dozoru jądrowego w Kraju Świeżego Poranka (w tej konwencji określeń krajów Dalekiego Wschodu Chiny to Kraj Niebiańskiego Spokoju lub Środka, a Japonia to oczywiście Kraj Wschodzącego Słońca).

4. Znaczenie jakości i spójności programów jej zapewnienia

Często przy teorii systemów zarządzania zapomina się o absolutnej podstawie, jaką jest zapewnienie jakości QA. Kontrola procesów, mierników, wyrafinowanej dokumentacji jest oczywiście bardzo ważna, ale to kontrola zapewnienia jakości potwierdzi, że dany zbiornik czy element paliwowy spełnia wymagane parametry techniczne i czy zapewnione jest bezpieczeństwo. Dozór jądrowy sprawdza oczywiście jakość, czyli bezpieczeństwo, w znacznie szerszym zakresie niż w odniesieniu do dostawców czy wykonawców. Z drugiej strony jednak należy pamiętać o tym, że warunkiem koniecznym do zapewnienia bezpieczeństwa jądrowego jest to, by wymagania operatora (czyli jednostki organizacyjnej wykonującej działalność związaną z narażeniem, polegającą na budowie, rozruchu, eksploatacji lub likwidacji obiektu jądrowego) w zakresie bezpieczeństwa/jakości były znacznie surowsze niż dozoru jądrowego. Działy jakości operatora, czy to będzie elektrownia jądrowa, reaktor badawczy czy składowisko, kontrolują dostawców i wykonawców znacznie bardziej szczegółowo i surowo niż dozór jądrowy. Takie zasady obowiązują na całym świecie, czy to będzie Słowacja, czy Korea Południowa. Jednakże rezultaty kontroli wewnętrznych operatora, raporty z audytów zewnętrznych organizacji certyfikujących, protokoły kontroli innych organów regulacyjnych czy zapisy kontroli działów jakości wykonawców – wszystko to weryfikuje dozór jądrowy podczas kontroli. Jest jeszcze jedna kwestia bardzo istotna. Wszystkie systemy zarządzania jakością od operatora, czyli właściciela zezwolenia, poprzez wykonawców i dostawców, do najmniejszego podwykonawcy muszą być przynajmniej na poziomie planów zapewnienia jakości spójne ze sobą. Na przykład: w jednym z krajów podczas budowy elektrowni jądrowej obok operatora – posiadacza zezwolenia jest 5 głównych dostawców i wykonawców, około 200 firm poddostawców i podwykonawców [8]. Jeśli mamy jakąś część tej elektrowni do zbudowania, na przykład pomieszczenie z pompami głównymi, to wszyscy uczestnicy tej części budowy muszą mieć **spójne programy** zapewnienia jakości, w zakresie od wymagań po terminy kontroli i audytów, nie mówiąc już o datach odbioru. Brak spójności harmonogramów, wynikających z systemów jakości na budowie jednej z elektrowni jądrowych, skończył się dynamiczną zmianą miejsca pracy przez część kierownic-

twą dużej i znanej w świecie firmy. Poza negatywnym wpływem na bezpieczeństwo niespójność systemów jakości może powodować również duże straty finansowe. Reasumując: wymagania dotyczące bezpieczeństwa u wykonawców i dostawców są podobne do wymagań u operatora obiektu jądrowego. Systemy jakości dostawców i wykonawców są spójne z systemami jakości operatora obiektu jądrowego (co w praktyce oznacza, że spełniają wymagania tych samych norm). Dozór jądrowy kontroluje wszystkich na tych samych zasadach z wykorzystaniem podejścia stopniowanego (ang. *graded approach*), przy czym na kwestie najbardziej istotne ze względów bezpieczeństwa zwraca się największą uwagę.

5. Metodyka kontroli zdalnych u dostawców i wykonawców

W tej części omówione zostaną kontrole zdalne, które zyskały na znaczeniu w ostatnim czasie. Covid-19 ma wpływ, jeżeli chodzi o metodykę kontroli u dostawców i wykonawców, przede wszystkim na zwiększenie zakresu kontroli zdalnych czy cyfrowych. Można powiedzieć, że przede wszystkim przyspieszył digitalizację procesów kontroli. W tej chwili do kontroli niezgodności u dostawców i wykonawców np. rosyjski Rosatom wykorzystuje technologię Big Data. W dużym uproszczeniu jest to gigantyczna liczba danych dotyczących wszystkich stwierdzonych w obiektach jądrowych niezgodności, metod ich wykrywania i usuwania. Same techniki i metody zdalne, stosowane podczas kontroli w trakcie epidemii, takie jak korzystanie z kamer telewizyjnych autonomicznych czy z systemów monitoringu, stanowią standardowe techniki podczas normalnej pracy dozoru. Na przykład kontroli paliwa jądrowego podczas pracy reaktora dokonuje się, jeżeli chodzi o stronę wizualną, za pomocą kamer; jest to np. standardowa praktyka dozoru słowackiego [9]. Oczywiście do tego dochodzą inne dane (jak np. wcześniejsza



Fot. 1. Paliwo HANA. Zdjęcie własne autora.

Photo 1. HANA fuel. Author's own photo.

historia pracy danego rodzaju paliwa, doświadczenia eksploatacyjne z bloku jądrowego, który stanowi punkt odniesienia etc). Koreańscy inspektorzy dozoru jądrowego z KINS podczas kontroli paliwa jądrowego wykorzystują do tego jeszcze programy komputerowe, które na podstawie danych opisują stan paliwa, najprostsze to FRAPCON i FRAPTRON. Bardziej zaawansowane koreańskie programy, np. te, których używano do kontroli nowego paliwa HANA, są już tajemnicą KINS.

W pewnym sensie inspektorzy KINS stale pracują częściowo zdalnie. Ich służbowe „telefony komórkowe” (w istocie wysokiej technologii komunikatory) są połączone za pomocą odpowiednich aplikacji z kwaterą główną KINS, zapewniają stały przepływ informacji (w tym o aktualnym stanie koreańskich EJ) czy poleceń od przełożonych. Stanowią więc część systemu komputerowego. Również polscy inspektorzy w trakcie kontroli wykorzystują pracę kamer podczas pracy reaktora MARIA. Kwestią zasadniczą jest zakres stosowania technologii zdalnych. Jest to użyteczne narzędzie, ale tylko jedno z wielu. Bo nic, przynajmniej na razie, nie zastąpi osobistego stwierdzenia stanu faktycznego przez inspektora. W trakcie ograniczeń obowiązujących podczas pandemii polski dozór jądrowy przeprowadzał kontrole zdalne. Polegały one w dużej mierze na przeglądzie dokumentacji i zapisów wymaganych przepisami Prawa atomowego (wyniki pomiarów, badań kontroli wewnętrznych, audytów etc.). Zdalnie kontrolowano zarówno reaktor MARIA, jak i Zakład Unieszkodliwiania Odpadów Promieniotwórczych. Przede wszystkim kontrolowano w ten sposób użytkowników źródeł promieniotwórczych. Polski dozór jądrowy nie korzystał jednak bezpośrednio z **metod instrumentalnych** z braku potrzeby i ze względów bezpieczeństwa. W Polsce bezpośrednia transmisja danych z obiektu jądrowego poza jego teren podlega wielu ograniczeniom szczególnie w dziedzinie ochrony fizycznej – zwłaszcza dotyczy to zapisów z kamer. Najlepiej więc omówić, jak wygląda użycie metod instrumentalnych podczas kontroli u wykonawców na przykładzie doświadczeń zagranicznych.

6. Metody instrumentalne kontroli zdalnej

W zakresie kontroli zdalnej żaden dozór jądrowy na świecie nie ma takich możliwości jak operatorzy. Wynika to z wielu przyczyn: technicznych, organizacyjnych czy finansowych i oczywiście prawnych (samodzielne założenie różnych systemów monitoringu przez dozór jest mało prawdopodobne). Żaden inspektor dozoru jądrowego nie ma dostępu do takich urządzeń i aparatury, jaką mogą dysponować np. koncerny energetyczne. Podczas kontroli korzysta się więc z urządzeń i pracy operatora. Przypadek najbardziej skrajny stanowi E-tower koreańskiego KHNP⁴. Ten cud techniki monitoruje zdalnie non-stop 24 bloki

reaktorowe koreańskich elektrowni jądrowych. Pięć lat temu w związku z budową nowej kwatery głównej KHNP zbudowano tak zwaną E-tower, czyli „wieżę kontroli” nad koreańskimi elektrowniami jądrowymi [10]. Wieża, sterowana przez **sztuczną inteligencję (SI)** 24 godziny na dobę, monitoruje i reaguje na zagrożenia czy po prostu sytuacje nietypowe w koreańskim przemyśle jądrowym. Pod okiem kamer i sensorów monitorujących (według słów pracowników KHNP nadzorujących E-tower w rozmowie z autorem niniejszego opracowania) znajduje się ponad 200 podstawowych parametrów on-line w każdym z 24 reaktorów jądrowych oraz kamer i innych urządzeń nadzorujących obsługę elektrowni.

E-tower stanowi kontrolera doskonałego. Teoretycznie można nawet z E-tower przejść w przypadku konieczności kontrolę nad pracą reaktora. Technicznie jest to możliwe, z rozmów z koreańskimi ekspertami jednak trudno było wywnioskować, czy wprowadzono taką opcję. To są już kwestie najwyższego bezpieczeństwa i to nie tylko technicznego. Nawet przydzielając inspektora każdemu pracownikowi EJ, fizycznie nie byłaby możliwa tak stała i pełna kontrola. **Dotyczy to również dostawców i wykonawców na terenie EJ.** Stale znajdują się wtedy pod kontrolą i ich praca jest weryfikowana z konsekwencją i wydajnością ...nieludzką. Oczywiście E-tower poza SI nadzorują ludzie. Stale monitorują pracę kamer i czujników oraz całego systemu. Co najważniejsze, wspomagany przez SI system umożliwia znacznie szybszą reakcję na zagrożenia. To w tej chwili chyba jeden z najbardziej spektakularnych przykładów użycia do kontroli i nadzoru nad obiektami jądrowymi sztucznej inteligencji, technologii Big Data, systemów monitoringu, czujników i sensorów. Niestety o tak zaawansowanych technologiach nie ma zbyt wielu materiałów i ze względów bezpieczeństwa trudno uzyskać pewne informacje, jednak według oficjalnych danych KHNP system wczesnego ostrzegania, którego integralną część stanowi E-tower, w ciągu roku o 60% procent zwiększył liczbę działań zapobiegawczych. W 2017 roku na przykład zapobiegł trzem przymusowym przestojom. Łącznie w 2017 roku system reagował 452 razy w przypadku wykrycia mniejszych lub większych błędów bądź usterek w pracy elektrowni. Z punktu widzenia inspektora dozoru jądrowego protokół z kontroli E-tower byłby fascynującą lekturą. W jakim zakresie koreański dozór jądrowy wykorzystuje dane z tego źródła, autor opracowania nie ma informacji, jednakże KINS w swojej praktyce często bierze pod uwagę wyniki badań przeprowadzanych przez koncerny koreańskie w ramach kontroli jakości, np. wyniki kontroli zbiorników reaktorów przeprowadzanych za pomocą pływających robotów (czasami KINS sam zleca firmom zewnętrznym takie badania). *Nota ene:* roboty, a właściwie małe bezałogowe okręty podwodny (podwodne drony), stosowane są w Korei w ramach ochrony fizycznej, patrolują morze wokół

⁴ KHNP – Korea Hydro and Nuclear Power – południowokoreański koncern energetyczny – operator elektrowni wodnych i jądrowych.

elektrowni jądrowych, wyszukując wrogich nurków czy dywersantów. Lasy przy plażach też są naszpikowane kamerami. Jednak zdalna kontrola w ramach ochrony fizycznej to oddzielny i obszerny temat na zupełnie inny artykuł. Roboty sterowane przez SI są w tej chwili jednym z głównych elementów infrastruktury rozwijanych przez KHNP. Mają pracować w tych miejscach, gdzie ze względu na wysoki poziom promieniowania, temperatury czy inne zagrożenia przebywanie i praca ludzi byłaby zbyt ryzykowna. Podsumowując, koreańskie metody kontroli zdalnej: kamery w różnych zakresach widzenia, od klasycznych po podczerwień (termowizja wykrywa osoby o podwyższonej temperaturze, tak aby osoba z gorączką nie znalazła się na terenie obiektu jądrowego), SI – sztuczna inteligencja, Big Data, roboty najróżniejszego rodzaju, zaawansowane programy i systemy komputerowe (fot. 1)... i do końca nie wiadomo, co jeszcze opracowano w tysiącach laboratoriów badawczych tego zaawansowanego technologicznie kraju (fot. 2 i 3). Ponadto niektóre obiekty koreańskie mają już tak opracowaną konstrukcję, że inspektor nie musi wchodzić bezpośrednio na teren, tylko oddzielony szybą kontroluje daną działalność.

W dziedzinie nowoczesnych technologii zdalnych stosowanych w energetyce jądrowej kraje Dalekiego Wschodu przodują. Chiny na przykład bardzo dynamicznie wykorzystują rzeczywistość wirtualną (ang. *virtual reality*, VR) Prace nad jej zastosowaniami w energetyce jądrowej trwają w instytucie SNERDI⁵ w Szanghaju.

Rzeczywistość wirtualna ma wszechstronne zastosowanie przy kontroli zdalnej. Przede wszystkim tworzy się odwzorowanie modelu danej elektrowni w rzeczywistości



Fot. 2. Koreańskie tańczące roboty. Wystawa koreańskiej nauki EXPO Daejeon. W Korei już dzieci uczą się kontaktów z robotami. Zdjęcie własne autora.

Photo 2. Korean dancing robots. The Korean Science Exhibition EXPO Daejeon. In Korea, children are already learning to contact with robots. Author's own photo.

⁵ Shanghai Nuclear Energy Research and Design Institute.

⁶ Rzeczywistość wirtualna, czyli sztuczna rzeczywistość stworzona za pomocą technik informatycznych, fantomatyka. Gogle VR – właściwie są to okulary pokryte ekranami przekazującymi dane w postaci obrazów dwu- lub w miarę potrzeb trójwymiarowych.



Fot. 3. Koreański robot do badań podwodnych. Wystawa koreańskiej nauki EXPO Daejeon. Zdjęcie własne autora.

Photo 3. Korean underwater research robot. The Korean Science Exhibition EXPO Daejeon. Author's own photo.

wirtualnej już na etapie projektu. Można więc dokonać kontroli projektu tak, jak już w rzeczywistości zbudowanej elektrowni, co znakomicie ułatwia dostrzeżenie na tym etapie nieprawidłowości (ich usunięcie jest szybsze i tańsze niż w wybudowanej elektrowni), można odpowiednio wcześniej zaplanować i przygotować harmonogramy, plany i same kontrole, a co najważniejsze można zacząć praktyczne szkolenie inspektorów w kontroli danej EJ już na etapie projektu. Następnie podczas samej kontroli inspektor, dysponując odpowiednim sprzętem, jak gogle VR (ang. *Virtual Reality*)⁶, może otrzymywać rady, sugestie i polecenia od przełożonych dokonujących w tym czasie tej samej kontroli w VR albo, co równie istotne, informacje od ekspertów [11]. W niektóre miejsca choćby z powodu ograniczeń fizycznych może się dostać np. jedna osoba, ale



Fot. 4. Siedziba główna KHNP w Gyeongju, Korea Lokalizacja E-tower (źródło [10]).

Photo 4. KHNP headquarters in Gyeongju, Korea. E-tower site (source [10]).



Fot. 5. Odzworowanie 3D w VR (źródło [11]).

Photo 5. 3D mapping in VR (source [11]).

za pośrednictwem sprzętu VR może towarzyszyć jej cały sztab fachowców. Ponadto zamiast przeglądu stosu dokumentów inspektor może otrzymać daną informację natychmiast. W drugą stronę – odpowiednie dane mogą zostać wysłane do instytucji dozoru, a tam po wprowadzeniu do wirtualnego projektu można dokonać szybkiej kontroli czy sprawdzenia danych instalacji. Możliwości są właściwie nieograniczone. Sprzęt VR upraszcza również zarządzanie zmianą. Wszelkie zmiany w projekcie NPP można wprowadzić praktycznie w trybie *on-line*. Zmniejsza to wszelką biurokrację, co jest nieocenione również z punktu widzenia dozoru jądrowego.

7. Realizacja dozoru ciągłości projektu i inne przykłady kontroli zdalnych

Jednym z zadań instytucji dozoru bywa podczas budowy EJ nadzór nad **ciągłością projektu**. Tworzone są tzw. pomieszczenia danych (ang. *Data Rooms*) z wszelkimi danymi dotyczącymi zmian w projekcie, a potrafi ich być kilkadziesiąt tysięcy. W Mochovcach [8] na Słowacji przy budowie EJ w *Data room* pracowało dwóch inspektorów [9]. Można ten system rozwijać na różne sposoby. Jeden to po prostu „wklepywanie” do komputera dokumentów, wyników kontroli, zmian projektów etc. Istnieje możliwość stałego utrzymywania aktualności projektu dzięki bieżącemu wprowadzaniu informacji o zmianach.

Kolejnym przykładem stosowania kontroli zdalnych są **komercyjne kontrole jakości**. Chodzi na przykład o organizacje certyfikujące. Wielcy użytkownicy technologii jądrowych, jak EDF, ROSATOM czy firmy brytyjskie, stanęli przed pewnym wyzwaniem. Audytorzy z prywatnej firmy nie mogli przyjechać na audyt podczas epidemii, więc na ich żądanie [12] przesyłano im informację z kamer, czyli nagrywano, jak wykonuje się pewne prace, jak wykonano naprawy czy pomiary. Robiono i przesyłano zdjęcia, zapisy pomiarów i badań, z zastosowaniem oczywiście odpowiednich środków bezpieczeństwa. Pracownicy elektrowni sami wykonywali zdjęcia. Tu obserwuje się pewną przewagę różnych komercyjnych

podmiotów nad urzędnikami, jakimi są inspektorzy dozoru. Nie tak łatwo inspektorowi dozoru jądrowego byłoby uzyskać podobny efekt. Dla przełożonych pracownika EJ czy przede wszystkim pracownika jakiejś prywatnej firmy wydanie przez inspektora dozoru polecenia czy poproszenie np. o sfilmowanie jakiejś części reaktora, zbiornika itp. poza formalną kontrolą mogłoby być administracyjno-prawno-proceduralnym problemem. A tu operatorzy oraz dostawcy czy wykonawcy robili to sami w ramach realizacji własnych zadań, czy raczej po prostu własnych interesów [13]. Oczywiście dostęp do tego typu materiałów w ramach kontroli bezpieczeństwa to zupełnie inna sprawa. Przykładowo podczas kontroli słowaccy inspektorzy dozoru jądrowego traktują certyfikat jakości danego urządzenia czy jego naprawy jako część dokumentacji kontroli [8]. Ponadto dokumentacja kontroli jakości wykonanych przez niezależnych audytorów czy samego operatora stanowi materiał kontroli dla organów dozoru jądrowego.

8. Podsumowanie

Urzędy dozoru jądrowego, departamenty jakości operatora, audytorzy zewnętrzni czy organizacje certyfikujące w swojej codziennej praktyce stale korzystają z technik zdalnych. W czasie epidemii wzrosło ich zastosowanie. Zmniejszyła się liczba klasycznych kontroli, w których sprawdzający badał stan faktyczny fizycznie na miejscu u operatora, dostawcy czy wykonawcy. Nie istnieją żadne przeszkody techniczne w tego typu kontrolach, które mogą ponadto wzbogacić i uzupełnić normalne działania w zakresie nadzoru i kontroli w obiektach jądrowych. Przeszkody wynikają z możliwości finansowych danego dozoru oraz przede wszystkim względów formalno-prawnych. Należy się jednak spodziewać, że liczba metod zdalnych w prowadzeniu kontroli będzie stale wzrastać. Dowodzi tego rozwój technik zdalnych w najbardziej zaawansowanych krajach Dalekiego Wschodu.

Notka o autorze

mgr inż. Piotr Leśny – inspektor dozoru jądrowego, Wydział Kontroli i Nieproliferyacji, Departament Bezpieczeństwa Jądrowego, Państwowa Agencja Atomistyki.

Literatura

1. Ustawa Prawo atomowe z dnia 29 listopada 2000 roku, z późn. zm.
2. Leśny P., *Zintegrowany system zarządzania obiektami jądrowymi – podstawowe informacje*, Bezpieczeństwo Jądrowe i Ochrona Radiologiczna, Biuletyn Informacyjny Państwowej Agencji Atomistyki, 1(99)2015, s. 40–46.
3. Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 30 czerwca 2015 r. w sprawie dokumentów wymaganych przy składaniu wniosku o wydanie zezwolenia na wykonywanie działalności związanej z narażeniem na działanie promieniowania jonizującego albo przy zgłoszeniu wykonywania tej działalności.

4. GSR Part 2 „Leadership And Management for Safety” MAEA.
5. System Zarządzania Jakością, Wymagania ISO 9001:2015 Lloyd’s Register LRQA – materiały szkoleniowe.
6. The American Society of Mechanical Engineers, Quality Assurance Requirements for Nuclear Facility Applications, ASME-NQA-1-2008.
7. Leśny P., *Staż inspektora PAA w dozorze obiektów energetyki jądrowej w Korei Południowej*, Bezpieczeństwo Jądrowe i Ochrona Radiologiczna, Biuletyn Informacyjny Państwowej Agencji Atomistyki, 2(104)2016.
8. Oficjalna strona Slovenske Elektrarne, <https://www.seas.sk/>
9. Oficjalna strona UJD SR, <https://www.ujd.gov.sk/ujd/www1.nsf>
10. KHNP Sustainability Report 2018.
11. Costa A., 2018, *Construction Management System optimization also using IT. Lessons learned*. Technical Meeting on Challenges and Opportunities in the Construction Management of Advanced Nuclear Power Plant. Shanghai 2018.
12. IAEA Supply Chain Webinars on Follow Up – 3 How to Find Good Suppliers – and how to know if they are good for you? 14.01.2021.
13. IAEA Webinar on The Nuclear Supply Chain ‘Non-conformances – what are they and how to manage them? 25.02. 2021.

Transport morski materiałów promieniotwórczych

Maritime Shipment of Radioactive Materials

Krzysztof Rzymkowski

Stowarzyszenie Ekologów na rzecz Energii Nuklearnej – SEREN

Streszczenie: W opracowaniu przedstawiono różne rodzaje i sposoby międzykontynentalnego morskiego transportu materiałów promieniotwórczych wynikające z wymagań ochrony radiologicznej i zalecane przez międzynarodowe organizacje transportowe.

Słowa kluczowe: Materiały promieniotwórcze, pojemniki transportowe, kontener, kod IFN.

Abstract: *The paper presents various types and methods of transcontinental maritime transport of radioactive materials resulting from the radiation protection requirements and recommended by international transport organizations.*

Keywords: *Radioactive materials, transportation casks, container, IFN code.*

Szeroka współpraca międzynarodowa w zakresie energetyki jądrowej i wykorzystania materiałów promieniotwórczych w różnych dziedzinach wymaga rozbudowanego systemu transportu tych materiałów pomiędzy różnymi kontynentami. Różnorodność ładunków promieniotwórczych (rudę uranu, wzbogacony UF₆, świeże lub wypalone paliwo jądrowe, odpady radioaktywne, izotopy dla przemysłu i medycyny itd.) powoduje, że liczba potencjalnych przewoźników jest ograniczona. Proponowane są różne rozwiązania przewozu materiałów promieniotwórczych z wykorzystaniem statków handlowych poruszających się po stałych trasach ze stałymi portami, czarteru statków, trampów, statków specjalizowanych do przewozu ładunków niebezpiecznych. Zasady transportu materiałów promieniotwórczych są objęte umowami międzynarodowymi.

Zalecenia międzynarodowe

Międzynarodowe zalecenia dotyczące transportu materiałów promieniotwórczych zostały opracowane przez MAEA po raz pierwszy w 1961 roku i są stale aktualizowane. Obejmują one transport drogowy **ADR** (*L'Accord européen relatif au transport international des marchandises*

Dangereuses par Route), transport kolejowy **RID** (*Règlement concernant le transport International ferroviaire des marchandises Dangereuses*), transport lotniczy **ICAO** (*International Civil Aviation Organization*), transport morski **IMO** (*International Maritime Organisation*) i są respektowane przez krajowe i międzynarodowe organizacje transportowe [1, 2, 3, 4].

Zgodnie z zaleceniami ONZ (*Recommendations on the Transport of Dangerous Goods, Model Regulations*) dotyczącymi transportu materiałów niebezpiecznych wprowadzono ich klasyfikację. Materiały promieniotwórcze należą do klasy 7.

Metody transportowania materiałów promieniotwórczych zostały szczegółowo opisane w uzgodnionych międzynarodowych zaleceniach (*IAEA – TECDOC – 1191* z 2000 r.). Podstawą zaleceń jest klasyfikacja materiałów promieniotwórczych wynikająca z całkowitej aktywności materiału A wyrażonej w [Bq] i jego stężenia promieniotwórczego C wyrażonego w [kBq/kg] [5].

Klasyfikacja pozwala wydzielić grupę materiałów promieniotwórczych stanowiących **materiały jądrowe** objęte szczególną kontrolą międzynarodową, ponieważ mogą one być użyte do wytworzenia jądrowych środków wybuchowych. Są to materiały zawierające izotopy ²³⁹Pu, ²³³U, ²³⁵U lub ich mieszaninę, jak i wszelkie materiały wyjściowe:

uran naturalny, uran wypalony, tor w każdej postaci. Zalecenia uwzględniają zabezpieczenia materiału przed jego ukryciem z zamiarem wykorzystania go do celów militarnych lub terrorystycznych.

W 1959 roku powstała w ramach ONZ Międzynarodowa Organizacja Morska – IMO opracowująca zalecenia bezpieczeństwa na morzu i dotyczące zapobiegania jego zanieczyszczeniu. W roku 1965 przedstawiła zalecenia morskiego transportu towarów niebezpiecznych w postaci Międzynarodowego Morskiego Kodeksu Towarów Niebezpiecznych (*International Maritime Dangerous Goods Code*, IMDG) określającego zasady przewozu, pakowania, sztatuowania¹ pojemników zawierających materiały niebezpieczne. W roku 1993 kodeks uzupełniono zaleceniami dotyczącymi przewozu materiałów promieniotwórczych zgodnie z wytycznymi MAEA z uwzględnieniem warunków bezpieczeństwa ludzi i środowiska, również w przypadku awarii. Kodeks wprowadził zalecenia dotyczące projektowania statków przewożących materiały promieniotwórcze i odniósł się między innymi do odporności konstrukcyjnej statków, ich stabilności i ochrony przeciwpożarowej. Międzynarodowy kodeks bezpiecznego przewozu pakowanych napromieniowanych paliw jądrowych, plutonu i wysokoaktywnych odpadów promieniotwórczych na pokładzie statków (kod INF *International code for the safe carriage of package irradiated nuclear fuel, plutonium and high level radioactive wastes on board of ship*) wszedł w życie w 2001 roku. Kodeks IMDG jest uzupełnieniem konwencji o bezpieczeństwie życia na morzu (*International Convention for the Safety of Life at Sea*, SOLAS) obowiązującej od 1974 roku i konwencji o zapobieganiu zanieczyszczeniu morza (*International Convention for Prevention of Marine Pollution from Ships*, MARPOL) z 1978 roku [4].

Kod INF określa klasy statków zgodnie z zaleceniami MAEA dotyczącymi klasyfikacji materiałów promieniotwórczych wynikającej z całkowitej aktywności materiału.

- Statki klasy IFN 1 mogą przewozić materiały promieniotwórcze o całkowitej aktywności mniejszej od 4000 TBq.
- Statki klasy IFN 2 mogą przewozić wypalone paliwo jądrowe lub wysokoaktywne odpady promieniotwórcze o całkowitej aktywności mniejszej od $2 \cdot 10^6$ TBq oraz pluton o całkowitej aktywności mniejszej od $2 \cdot 10^5$ TBq.
- Statki klasy IFN 3 mogą przewozić wypalone paliwo jądrowe lub wysokoaktywne odpady promieniotwórcze oraz pluton bez ograniczeń całkowitej aktywności.

Wybór rodzaju transportu

W morskim transporcie materiałów promieniotwórczych należy uwzględnić indywidualne przepisy i wymagania

krajowe w portach tranzytowych i docelowych. Należą do nich zezwolenia na tranzyt, przeładunek materiałów promieniotwórczych, ubezpieczenia ładunku i potwierdzenie ważności atestów pojemników transportowych. Oprócz tego transport i wszelkie związane z nim działania muszą być dostosowane do lokalnych wymagań portowych ustalanych przez władze miejscowe i portowe. Ważna jest również indywidualna infrastruktura portu: nadbrzeża, dźwigi, magazyny do czasowego składowania, ograniczenia wejścia do portu ze względu na pływy lub lód itd. Wszystkie te elementy decydują o wyborze rodzaju transportu morskiego. Jedną z możliwości jest korzystanie z **żeglugi liniowej**, w której statki poruszają się po stałych trasach z ustalonym rozkładem czasowym, umożliwiając dokładne zaplanowanie przesłania materiału promieniotwórczego. Ograniczeniem tego sposobu przewozu materiałów promieniotwórczych jest to, że przed dotarciem do portu przeznaczenia statek może zawijać do innych portów w różnych krajach, które albo zabraniają tranzytu lub transferu materiałów radioaktywnych, albo mogą mieć odmienne wymagania, które należałoby dodatkowo wypełnić. Innym sposobem transportu materiałów promieniotwórczych są **statki trampowe**, które nie mają ustalonej trasy ani harmonogramu i mogą być szybko przystosowane do transportu materiałów promieniotwórczych z dowolnego portu do dowolnego portu. Jednakże linie trampowe przewożą również różne dodatkowe towary wyładowywane w różnych portach, co wymaga odpowiedniego sposobu załadunku towarów, by wyładowywać je w odpowiedniej kolejności i dlatego ze względów ekonomicznych większość armatorów trampów odrzuca transport materiałów radioaktywnych. Najczęściej wykorzystywany do transportu materiałów jądrowych jest **czarter statków**, ponieważ ich trasy są uzgadniane ze zleceniodawcą. Zaletą czarteru jest to, że do większości portów w krajach docelowych można dotrzeć bezpośrednio bez zawijania do portu tranzytowego, gdzie mogą obowiązywać różne ograniczenia. Ponadto statki czarterowane mogą być dostosowywane do potrzeb czarterującego, co przy przewozie materiałów promieniotwórczych jest bardzo ważne [5].

Rodzaje przewożonych materiałów promieniotwórczych

Materiałami promieniotwórczymi, najczęściej przewożonymi po regularnych trasach morskich, są półprodukty używane w przemyśle jądrowym; w tym około 30% jest związane z energetyką jądrową, a 70% z innymi gałęziami przemysłu i medycyny. W większości są to produkty masowe w stanie stałym (proszek U_3O_8 , tzw. *yellow cake*, kryształy UF_6 z uranem wzbogaconym lub naturalnym, UO_2

¹ Sztatuowanie – rozmieszczanie towaru w ładowniach statku w sposób zapewniający stateczność statku oraz właściwe zamocowanie i przechowywanie ładunku.

w postaci proszku lub pastylek²). Przewożone jest również świeże i wypalone paliwo. Stałe trasy przewozu to Australia – Stany Zjednoczone, Stany Zjednoczone – Europa, Europa – Stany Zjednoczone, Afryka – Europa. Ożywiona wymiana handlowa prowadzona jest również przez Chiny i Japonię. Niewiele krajów używa transportu morskiego do wewnętrznego przewozu materiałów promieniotwórczych. Najlepsze warunki po temu ma Japonia, ponieważ wszystkie elektrownie jądrowe i niektóre zakłady przemysłu jądrowego znajdują się nad brzegiem morza i posiadają własne porty. Wewnętrzny transport morski materiałów promieniotwórczych wykorzystuje również Szwecja i Rosja [6, 7, 8].

Pojemniki do transportu materiałów promieniotwórczych

Materiały promieniotwórcze zgodnie z zaleceniami międzynarodowymi muszą być przewożone w specjalnie zaprojektowanych do tego celu pojemnikach, które ze względów bezpieczeństwa powinny zapewniać odseparowanie materiału od środowiska. Konstrukcja pojemnika powinna być dostosowana do całkowitej aktywności materiału i jego stężenia promieniotwórczego, tak by poziom promieniowania na zewnątrz pojemnika był minimalny. Zapewnienie tego warunku bezpieczeństwa jest szczególnie istotne ze względu na załogę statku, która przy transporcie morskim w warunkach ograniczonej przestrzeni stale przebywa w pobliżu źródeł promieniowania.

Do transportu wykorzystywane są dwa podstawowe rodzaje pojemników transportowych przeznaczonych:

- dla różnych materiałów promieniotwórczych o małych aktywnościach;
- do transportu rozszczepialnych materiałów jądrowych.

Wspólną cechą wszystkich rodzajów pojemników jest wymóg niskiego poziomu promieniowania na zewnętrznej powierzchni pojemnika. Wymagania te ustalają władze krajowe³. Przy transporcie wypalonego paliwa dodatkowym warunkiem jest eliminacja możliwości powstania samorzutnej reakcji łańcuchowej, przy której powstaniu mogłoby dojść do wybuchu. Transportowane wypalone paliwo musi być utrzymywane w stanie podkrytycznym. Warunkiem utrzymania tego stanu jest wychwytywanie tzw. neutronów termicznych.

Paliwo pracujące w reaktorze ulega bardzo znacznemu rozgrzaniu i nawet po upływie 10 lat jedna tona wypalonego paliwa nadal wydziela około 1 kW ciepła. Pojemniki powinny uniemożliwiać przegrzanie konstrukcji kanałów

paliwowych i paliwa, by nie uległy one destrukcji, powodując awarię.

Jak już wspomniano, materiały promieniotwórcze są klasyfikowane zależnie od poziomu całkowitej aktywności materiału i stężenia promieniotwórczego. Do transportu materiałów promieniotwórczych wykorzystywanych jest 5 klas pojemników:

- opakowania wyłączone (ang. *excepted packages*, EXC);
- opakowania przemysłowe (ang. *industrial packages*, IP) (IP-1, IP-2, IP-3);
- pojemniki typu A;
- pojemniki typu B (BM, BU);
- pojemniki typu C.

Opakowania materiałów promieniotwórczych o małych aktywnościach

Opakowania wyłączone (ang. *excepted packages*, EXC), są przeznaczone do transportu materiałów promieniotwórczych nie będących materiałami jądrowymi. Materiałami jądrowymi nazywane są materiały, które mogą być użyte do budowy jądrowych środków wybuchowych. Wydzielone są dwie grupy: materiały o niskiej aktywności (ang. *Low Specific Activity*, LSA) i przedmioty skażone powierzchniowo (ang. *Surface Contaminated Objects*, SCO). Przy **małej ilości** transportowanych materiałów nie są wymagane żadne specjalne zabezpieczenia.

Opakowania przemysłowe (ang. *industrial packages*, IP) (IP-1, IP-2, IP-3) są przeznaczone do transportu materiałów o niskiej aktywności LSA i przedmiotów zanieczyszczonych powierzchniowo SCO. Materiały LSA mają niski poziom aktywności całkowitej i małe stężenie promieniotwórcze. Różnice pomiędzy typami polegają głównie na dodatkowych wymaganiach dotyczących ciśnienia i temperatury oraz wymaganiach wytrzymałościowych i ewentualnego wykorzystania w transporcie lotniczym [6].

Pojemniki do transportu promieniotwórczych materiałów jądrowych

Pojemniki typu A mają zapewnić bezpieczny i ekonomiczny transport **niewielkich ilości** materiałów jądrowych w postaci ciekłej, gazowej lub stałej np. wykorzystywanych w medycynie. Powinny one zachować swoją integralność oraz brak wzrostu poziomu promieniowania na powierzchni zewnętrznej, nawet w chwili przypadkowego upadku posiadać odporność na warunki pogodowe, wytrzymałość na obciążenie spowodowane piętrowym załadunkiem pojemników itd. Pojemniki mogą być plombowane.

² Pastylka materiału paliwowego w postaci spieku ceramicznego, uzyskanego z proszku dwutlenku uranu (UO₂) lub mieszaniny dwutlenków uranu i plutonu (UO₂+PuO₂ – paliwo MOX). Jest to walec ceramiczny o wymiarach zbliżonych do napałka (średnica ok. 0,9 cm i wysokość ok. 1,5 cm) wykonany z dwutlenku uranu UO₂, wzbogaconego w celu zwiększenia w nim zawartości uranu rozszczepialnego U-235 (w paliwie MOX zmieszanego z PuO₂).

³ Według obowiązujących w Stanach Zjednoczonych przepisów (10 CFR71,47,b) poziom promieniowania w dowolnym punkcie powierzchni pojemnika nie powinien być wyższy niż 0,01Sv/h, w dowolnym punkcie powierzchni transportera (pojazdu) musi nie przekraczać 0,002 Sv/h. Poziom promieniowania w odległości 2 m od powierzchni bocznych transportera nie może przekraczać 0,0001 Sv/h.



Rys. 1. Przykłady konstrukcji kontenerów wykorzystywanych w transporcie materiałów promieniotwórczych (K. Rzymkowski).
 Fig. 1. Examples of containers used for transport of radioactive materials (K. Rzymkowski).

Pojemniki typu B są przeznaczone do transportu **dużych ilości wysokoaktywnych** materiałów jądrowych, np. wypalonego paliwa, toksycznego i aktywnego chemicznie sześćfluorku uranu UF_6 . Pojemniki muszą wytrzymać wszystkie normalne warunki transportu, jak pojemniki typu A. Duża ilość materiałów jądrowych wymaga zwiększenia odporności przed uwolnieniem promieniowania. Pojemnik musi wytrzymać niespodziewane ciężkie warunki wypadkowe, bez naruszenia jego integralności. Pojemniki typu B (U) są zaprojektowane tak, by ciepło wypromieniowywane przez materiały jądrowe nie wpływało niekorzystnie na opakowanie. Dodatkowym wymogiem jest podwyższona szczelność, by powstające lotne substancje promieniotwórcze nie były w niekontrolowany sposób uwalniane do atmosfery. Pojemniki typu B (M) muszą spełniać dodatkowe znacznie podwyższone wymagania dotyczące zabezpieczenia przed wzrostem poziomu promieniowania na zewnątrz pojemnika, zarówno w czasie normalnych warunków transportu, jak i po wypadku. Pojemniki są przeznaczone do transportu naziemnego (drogowego lub kolejowego) i morskiego wypalonego paliwa, w pewnych warunkach mogą one być wykorzystywane w transporcie lotniczym.

Pojemniki typu C zostały zaprojektowane z myślą o transporcie **dużych ilości** materiałów jądrowych **samolotami**. Mimo że wypadki lotnicze nie zdarzają się często, to ich skutki mogą być bardzo poważne. Wymagania bezpieczeństwa dla pojemników typu C znacznie przewyższają wymagania obowiązujące dla pojemników typu B, szczególnie w odniesieniu do uderzeń.

Pojemniki typu A, B, C mają postać walca o średnicy zewnętrznej ok. 3 m zależnej od pojemności pojemnika – ilości transportowanych zestawów paliwowych. Waga dużego, pustego pojemnika może wynosić ok. 124 t, a załadowanego może osiągnąć ok. 160 t [9].

Opakowania do transportu morskiego

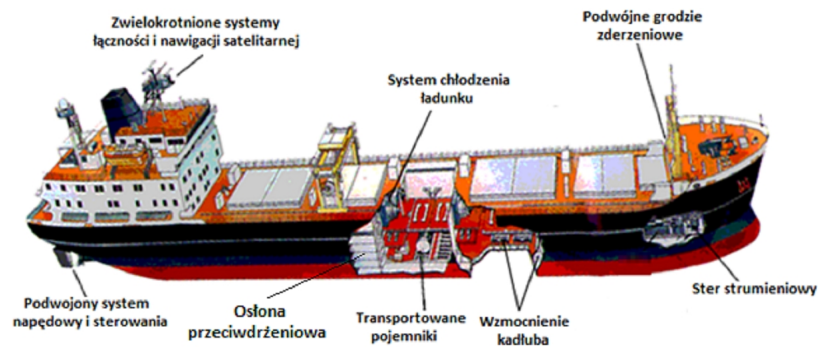
Linie żeglugowe zgodnie z przepisami transportowymi wykorzystują **opakowania transportu intermodalnego**, w którym używana jest tylko **jedna jednostka ładunkowa**, np. kontener na całej trasie przewozu towaru, bez jego przeładunku przy zmianie rodzaju transportu. Materiał promieniotwórczy, umieszczony w znormalizowanych

opakowaniach bezpieczeństwa, zostaje załadowany do odpowiedniego kontenera, w którym dociera do odbiorcy w zakładzie docelowym. Zaletą tego rozwiązania jest możliwość zawarcia jednej umowy na przewóz z jednym wykonawcą odpowiedzialnym za dostawę towaru. Zmniejsza się również ryzyko uszkodzenia towaru. W zależności od rodzaju opakowania materiałów promieniotwórczych wykorzystywane są różne kontenery (zgodne normami ISO) i najczęściej są to kontenery:

- do przewozu lub do przewozu i składowania **towarów suchych**;
- **plaskie** – przystosowane do przewozu i składowania ciężkich ładunków o nietypowych rozmiarach, są one **przystosowane do układania jeden na drugim**;
- **platformowe** – nadające się do ponadgabarytowych, ciężkich i nietypowych ładunków; kontenery platformowe można połączyć ze sobą, tworząc większą platformę dla ładunków ponadgabarytowych i ciężkich, które przekraczają standardowe specyfikacje kontenerów platformowych;
- **otwarte** – z otwieraną ścianą górną i otwieranymi ścianami bocznymi ułatwiającymi załadunek;
- **zbiornikowe** – przystosowane do przewozu materiałów płynnych lub sypkich.

Sposoby morskiego transportu materiałów promieniotwórczych

Materiały promieniotwórcze są pakowane do pojemników nie tylko zapewniających bezpieczeństwo przez odseparowanie materiału od środowiska, ale również odpowiednio dostosowanych do rodzaju materiału, jego stanu fizycznego, wymiarów, konstrukcji itp. Dla tych pojemników dopasowywane są najodpowiedniejsze kontenery. Przewożony drogą morską materiał promieniotwórczy w postaci proszku „yellow cake”, będący mieszaniną tlenków uranu, jest zwykle pakowany w beczki o standardowych wymiarach (IP1) ładowanych i unieruchamianych w zwykłych kontenerach lub z otwieranymi ścianami. Jedna przesyłka może się składać z kilkunastu kontenerów. Innym półproduktem używanym do produkcji paliwa jądrowego jest UF_6 , który w postaci krystalicznej jest pakowany w pojemnikach przemysłowych IP1 i IP2 wykonywanych w formie walca. UF_6 jest przesyłany w różnych wariantach jako UF_6



Rys. 2. Statek przystosowany do transportu materiałów jądrowych (wg www.aec.gov K. Rzymkowski).

Fig. 2. Ship adapted for the transport of nuclear materials (according to www.aec.gov K. Rzymkowski).

naturalny przed procesem wzbogacania (IP2), UF_6 wzbogacony (IP1). Ponieważ wielokontenerowy transport tych materiałów może się odbywać wraz z innymi towarami, zaleca się, by w obu przypadkach poziom promieniowania w odległości 1 m od pojemnika nie przekraczał 10 Sv/h. UF_6 wzbogacony jest przewożony w pojemnikach typu A. Podobne zalecenia dotyczą materiałów do produkcji paliwa UO_2 w postaci proszku lub pastylek. Świeże paliwo przewożone jest w pojemnikach typu B, a wypalone paliwo przewożone jest w pojemnikach typu B lub C na statku IFN2 lub IFN3. Inne materiały promieniotwórcze pochodzące z ośrodków badawczych, ze względu na zawartość Pu lub związków uranu, przewożone są w pojemnikach typu A. Paliwo typu MOX transportowano w pojemnikach typu B. Pojemniki typu IP2 (beczki) są często wykorzystywane do transportu materiałów napromienionych, np. płyny techniczne, zużyte oleje itp. Pojemniki typu A i B mogą być transportowane w różnych kontenerach zbiornikowych czy platformach. Walcowe pojemniki IP są transportowane w kontenerach płaskich lub zbiornikowych.

W pewnych warunkach, gdy port nie ma możliwości załadunku kontenerowego lub nie wpływają do niego statki przewożące kontenery, wygodniej jest zrezygnować z transportu kontenerowego, mimo że zapewnia on większe bezpieczeństwo towaru. Załadunek bezkontenerowy (ang. *break bulk*) polega na załadunku na statek towaru „luzem” – w przypadku materiałów promieniotwórczych tylko w pojemnikach transportowych odpowiedniego typu. Zaletą takiego rozwiązania jest to, że można transportować duże ilości materiałów promieniotwórczych, stosując indywidualnie opracowaną logistykę. Wiąże się to jednak z większym ryzykiem potencjalnego uszkodzenia towaru podczas przeładunku i transferów w drodze z zakładu nadawcy do miejsca docelowego.

Innym rodzajem transportu używanym raczej na krótkich trasach morskich (wyjątkowo oceanicznych) jest transport materiałów promieniotwórczych typu Ro/Ro (ang. *roll on/roll off*) polegający na tym, że pojazd wraz ze swoim ładunkiem wjeżdża na statek i wyjeżdża w porcie docelowym. Ten rodzaj transportu jest często stosowany między Wielką Brytanią i Europą.

Konieczność międzykontynentalnego bezpiecznego transportu materiałów promieniotwórczych, szczególnie wysokoaktywnych materiałów jądrowych, spowodowała podjęcie budowy kilkunastu przeznaczonych do tego celu statków. Są one zaprojektowane tak, by wytrzymały kolizję boczną z dużym tankowcem. W przypadku zatonięcia statku pojemniki z materiałem jądrowym są w stanie leżeć na dnie nawet kilkanaście lat, a ich odszukanie jest ułatwione, ponieważ nowoczesne pojemniki są wyposażone w sygnalizatory umożliwiające lokalizację. Są to statki spełniające warunki klasy IFN3 do przewozu każdego rodzaju materiałów jądrowych, szczególnie wzbogaconego uranu, plutonu, paliwa MOX i paliwa wypalonego. Na rysunku 2 przedstawiono cechy konstrukcyjne wspólne dla statków przystosowanych do przewozu wysokoaktywnych materiałów jądrowych. Statki te posiadają wzmocnioną konstrukcję kadłuba, osłony tłumiące energię uderzenia, separację wszystkich dublowanych systemów sterowania, napędu, nawigacji, kontroli. Na statku zastosowano systemy ochrony radiologicznej: kontrolę poziomu promieniowania, osłony pomieszczeń ładunkowych, oddalenie pomieszczeń załogi maszynowni i nawigacji od ładunku. Pozycja statku jest obserwowana przez systemy satelitarne.

W celu zmniejszenia ryzyka ewentualnego napadu terrorystycznego bardzo ważnym elementem zapewnienia bezpieczeństwa transportu materiałów jądrowych jest zachowanie utajnienia informacji dotyczących rodzaju materiału jądrowego, jego ilości, postaci, organizacji systemu ochrony transportu (plany, szkice, konstrukcje dodatkowych zabezpieczeń), trasy i terminów transportu, planów awaryjnych.

W Japonii większość materiałów jądrowych wykorzystywanych w energetyce jądrowej jest importowana z zagranicy statkami drobnicowymi. Wypalone paliwo z elektrowni jest transportowane drogą morską do zakładów przerobu paliwa jądrowego w Tokai-mura w Japonii oraz do zakładów przerobu w Wielkiej Brytanii i Francji. Od roku 1998 rozpoczęto morski transport niskoaktywnych odpadów promieniotwórczych (ang. *Low Level Waste, LLW*) do przechowalników ostatecznych w Rokkasyo-mura, gdzie rozpoczęto również budowę nowych zakładów przerobu paliwa JNFL (Japan Nuclear Fuel Ltd.). W Japonii używa-



Rys. 3. Statki do transportu materiałów jądrowych (wg www.tynebuiltships.co.uk, www.mhi.com/products/ship, www.skb.se; K. Rzymkowski).

Fig. 3. Nuclear material transport vessels (according to www.tynebuiltships.co.uk, www.mhi.com/products/ship, www.skb.se; K. Rzymkowski).

no do przewozu wypalonego paliwa czterech podobnych statków:

- **Hinoura Maru** zbudowany w 1974 roku o długości 78 m mógł przewozić 2 pojemniki HZ-75 i 1 pojemnik NH-25 przeznaczone do użytkowania w kraju dla paliwa PWR i BWR o wypaleniu 19;7 GWd/MTU⁴.
- **Pacific Swan** zbudowany w 1978 roku o długości 106 m mógł przewozić 8 pojemników TN-12A do użytku międzynarodowego o wypaleniu 15 GWd/MTU. Statek uległ zniszczeniu w 2005 roku.
- **Rokuei Maru** zbudowany w 1996 roku o długości 100 m może przewozić 6 pojemników NPT-14P; są to największe pojemniki o ładowności 14 zestawów paliwowych PWR, o wypaleniu 40 GWd/MTU.
- **Seiei Maru** zbudowany w 2019 roku o długości 100 m może przewozić 336 pojemników LLW [10].

Brytyjska firma transportowa PNTL (Pacific Nuclear Transport Ltd.) wykorzystuje trzy jednakowe statki zbudowane w Japonii: **Pacific Heron** (rok budowy 2008), **Pacific Egret** (rok budowy 2010), **Pacific Grebe** (rok budowy 2010). Każdy statek może przewozić do 20 lub 24 pojemników transportowych, ma nośność 4916 ton (DWT) i 104 metry długości. **Pacific Grebe** przewozi głównie odpady, a **Heron i Egret** paliwo MOX (głównie do i z Japonii) [7].

Nowy statek do przewozu materiałów jądrowych **Sigrid** został zbudowany w latach 2011–2013 w Galati w Rumunii przez grupę Damen Shipyards na zlecenie szwedzkiej firmy SKB, zarządzającej gospodarką paliwem jądrowym

i odpadami promieniotwórczymi. Zastąpił on starszy statek **Sigyn** z 1982 roku. **Sigrid** jest przeznaczony do transportu wypalonego paliwa do tymczasowego przechowalnika Clab. Jest on wyposażony w podwójny kadłub, cztery silniki i rozbudowany system bezpieczeństwa. Długość statku wynosi 99,5 m. Może pomieścić 12 pojemników, nieco więcej niż jego poprzednik. Jest również przystosowany do przewozów typu Ro/Ro. Jest to statek klasy IFN3 [11].

W Rosji do transportu materiałów promieniotwórczych wykorzystywany jest zbudowany we Włoszech w 2011 roku statek **Rossita**. Jest on głównie przeznaczony do transportu wypalonego paliwa jądrowego i materiałów promieniotwórczych z wycofanych z eksploatacji okrętów podwodnych z baz rosyjskiej marynarki wojennej w północno-zachodniej Rosji. Statek ma 84 m długości dwie ładownie. Statek powstał w ramach międzynarodowego programu usuwania odpadów promieniotwórczych w morskich bazach wojskowych. To najnowszy rosyjski statek klasy IFN. Starszymi statkami są **Serebyanka** zbudowana w 1974 roku o długości 102 m i **Imandra** o długości 130 m zbudowana w roku 1980. W ramach programu usuwania odpadów we Włoszech powstał w 2016 roku półzanurzalny dok pontonowy **Itarus** przeznaczony do transportu przedziałów jądrowych zdemontowanych z rosyjskich okrętów podwodnych [8]. Problemy z demontażem i składowaniem skażonych promieniotwórczo elementów okrętów podwodnych z napędem jądrowym miała i ma Marynarka Wojenna Rosji. Wycofane ze służby okręty (około 130) stały zacumowane w portach wojennych. Niektóre z nich po 20 latach miały problemy z unoszeniem się na powierzchni. Zdemontowane reaktory i paliwo jądrowe przechowywane były w niedostatecznie zabezpieczonych składowiskach i po ich zapełnieniu zaczęto zatapiać reaktory jądrowe (16) wraz paliwem (6) w Morzu Karskim w pobliżu Nowej Ziemi. Powodem tego były trudności ekonomiczne. Po nawiązaniu współpracy międzynarodowej i uzyskaniu środków finansowych rozpoczęto systematyczny demontaż tych statków [12].

Podsumowanie

Transport morski materiałów promieniotwórczych odgrywa ważną rolę w gospodarce i we współpracy międzynarodowej, jakkolwiek jego udział w ogólnym transporcie morskim jest niewielki i wynosi kilka procent. Ponieważ jednak ilość ładunków promieniotwórczych rośnie, należy wzmocnić międzynarodowe starania o zunifikowanie regionalnych rozwiązań prawnych dotyczących transportu morskiego materiałów promieniotwórczych ze szczególnym uwzględnieniem zagadnień dotyczących kontroli bezpieczeństwa pracy w portach, ochrony fizycznej, ochrony radiologicznej i zabezpieczeń.

⁴ Wypalenie wyraża się w gigawatodniach na tonę metryczną uranu (GWd/MTU) (ang. *gigawatt-days per metric ton of uranium, GWd/MTU*).

Notka o autorze

dr inż. Krzysztof Rzymkowski – Politechnikę Warszawską ukończył w 1968 roku. Od tego czasu był związany z techniką jądrową (Zakład Doświadczalny Biura Urzędzeń Techniki Jądrowej – później POLON, Zjednoczony Instytut Badań Jądrowych w Dubnej, Comitato Nazionale per l'Energia Nucleare Centro Ricerche della Casaccia, Instytut Badań Jądrowych Świerk oraz PAA). Przez 15 lat inspektor Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej w Wiedniu w rejonie inspekcyjnym dalekiego wschodu, w szczególności Japonii, Korei Płn., Indonezji. Aktualnie Sekretarz Generalny SEREN – Stowarzyszenia Ekologów na rzecz Energii Nuklearnej oraz wiceprzewodniczący Komitetu Energii Jądrowej SEP.

Literatura

1. Regulations for the Safe Transport of Radioactive Material, 1996 Edition As Amended 2003. IAEA Vienna.
2. Security of Nuclear Material in Transport Implementing Guide IAEA Nuclear Security Series No.26-G Vienna 2015.
3. Regulations for the Safe Transport of Radioactive Material Specific Safety Requirements No. SSR-6 (Rev.1) Edition 2018 IAEA Vienna 2018.
4. International Maritime Dangerous Goods Code, <https://en.wikipedia.org>
5. Transport by Sea, <http://www.skd.com>
6. Van Dyke J.M., *The legal regime Concerning Sea Transport of Ultra hazardous Radiated Material*, SEAPOL Conference Bangkok 2001.
7. Hoefl S., *Maritime Shipments of Radiological Materials*, World Nuclear Transport Institute UK.
8. Transport of Radioactive Materials World Nuclear Association Update 2017, <http://www.world-nuclear.org/.../transport...materials/transport-of-radioactive>
9. Rzymkowski K., *Transport materiałów jądrowych*, Bezpieczeństwo Jądrowe i Ochrona Radiologiczna, Biuletyn Informacyjny Państwowej Agencji Atomistyki, 1–2(115)2018.
10. Naoteru Odano, Hiroyuki Yamagi *Radiation safety in sea transport of radioactive material in Japan*. 14th International Symposium on the Packaging and Paper # 127 Transportation of Radioactive Materials (PATRAM 2004), Berlin, Germany, September 20–24, 2004.
11. Sigrid now on Swedish water, <http://www.skd.com>
12. Rzymkowski K., *Napęd jądrowy okrętów wojennych*, PTJ, nr 4, vol. 62, z. 4, ISSN 0551-6846, Warszawa 2019.

Radiacyjna odporność stałego paliwa raketowego

Radiation resistance of solid rocket fuel

Wojciech Głuszewski
Instytut Chemii i Techniki Jądrowej

Streszczenie: Poznanie chemii radiacyjnej materiałów wykorzystywanych do konstrukcji statków kosmicznych jest jednym z elementów planowania lotów poza atmosferę Ziemi. W szczególności istotne jest opisanie zjawisk towarzyszących działaniu promieniowania jonizującego (promieniowania kosmicznego) na paliwo raketowe. Pozwala to przewidzieć i przygotować się do wydarzeń przy założeniu najgorszego z możliwych scenariusza kosmicznej ekspedycji. W artykule ogólnie omówiono wyniki badań radiolizy materiału pędnego typu poliuretan/oksamid/nadchloran oraz 98% nadtlenu wodoru. W obu przypadkach podstawową metodą analityczną była chromatografia gazowa.

Słowa kluczowe: radioliza, paliwo raketowe, promieniowanie kosmiczne, deorbitacja, chromatografia gazowa.

Abstract: *Understanding the radiation chemistry of materials used in the construction of spacecraft is one of the elements of planning flights outside the Earth's atmosphere. In particular, it is important to describe the phenomena accompanying the action of ionizing radiation (cosmic radiation) on rocket fuel. This allows us to predict and prepare for events assuming the worst possible scenario of a space expedition. The article generally discusses the results of radiolysis tests of a polyurethane/oxamide/perchlorate type propellant and 98% hydrogen peroxide. In both cases, gas chromatography was the primary analytical method.*

Keywords: *radiolysis, rocket fuel, cosmic radiation, deorbitation, gas chromatography.*

Wstęp

Składająca się głównie z azotu i tlenu atmosfera naszej planety to z punktu widzenia ochrony przed promieniowaniem kosmicznym (ang. *Cosmic Radiation*, CR) ekwiwalent płyty betonowej o grubości mniej więcej 4 m. Dodatkowo przed cząstkami posiadającymi ładunek elektryczny chroni nas pole magnetyczne Ziemi. W każdy metr kwadratowy powłoki atmosfery co sekunda uderza około 100 000 wysokoenergetycznych cząstek promieniowania kosmicznego z odległych części Galaktyki i Słońca. Są to: protony (90%), cząstki alfa, jądra cięższych pierwiastków, elektrony, neutrony oraz kwanty promieniowania elektromagnetycznego. Energia promieniowania galaktycznego jest znacznie wyższa (do 10^{20} eV) od promieniowania docierającego ze Słońca. Zarówno promieniowania korpuskularne, jak i elektromagnetyczne oddziałują z cząsteczkami N_2 i O_2 , co daje w efekcie kaskady (pęki) cząstek wtórnych. Niewielka część CR ma energię wystarczającą, aby ono samo lub promieniowanie wtórne (miony $+$ i $-$, elektrony $-$, pozytony $+$, fotony

promieniowania oraz nieliczne neutrony) mogły dotrzeć do powierzchni Ziemi. Szacuje się, że do każdego metra kwadratowego naszej planety udaje się przedrzeć jedynie 8 pękom, w których są również radioaktywne produkty (3H , 7Be , ^{14}C , ^{10}Be , ^{22}Na , ^{33}P) powstające w wyniku rozbicia (kruszenia) jąder gazów atmosferycznych. Zdarzenia te nie są więc powszechne, ale znowu nie tak rzadkie, aby nie miały wpływu np. na pracę komputerów. Warto temu zagadnieniu poświęcić kilka zdań, które pozwolą ocenić skalę problemów, z jakimi możemy się spotkać, opuszczając stosunkowo bezpieczny bunkier atmosfery ziemskiej. Przedmiotem troski jest głównie zdrowie astronautów, ale problem dotyczy również techniki satelitarnej, w tym paliwa raketowego, o którym piszę dalej.

Narażenie na promieniowanie w statkach powietrznych

Na zjawisko wzrostu promieniowania przy oddalaniu się od powierzchni ziemi zwrócono uwagę już w roku 1912 przy okazji lotów balonami. Obecnie zainteresowania

ochroną radiologiczną w tym aspekcie związane są z podróżami samolotami i z lotami kosmicznymi. Moce dawek na pokładach samolotów pasażerskich mogą być dziesiątki razy większe od tła promieniowania na powierzchni Ziemi [1]. Przy średniej dawce od źródeł naturalnych w Polsce na poziomie 2,4 mSv/rok otrzymujemy moc dawki równoważnej rzędu 0,3 Sv/h. Nie są to jednak nadal dawki istotne z punktu widzenia modyfikacji właściwości materiałów. W przypadku obróbki radiacyjnej np. tworzyw polimerowych są one liczone w kGy, gdy tymczasem dawka śmiertelna dla człowieka jest szacowana na 4 do 6 Gy.

Sytuacja zmienia się przy dalekich lotach bezzałogowych lub długotrwałym przebywaniu aparatury naukowej na orbicie Ziemi. Jako przykład można podać uszkodzenie na orbicie okołoziemskiej obudowy termicznej teleskopu Hubble'a. Projektanci nie wiedzieli, że polimery fluoropochodne są wyjątkowo mało odporne na działanie promieniowania jonizującego. Gazowym produktem radiolizy jest w tym przypadku fluor, który bezpowrotnie opuszcza materiał. W efekcie doszło do złuszczenia i popękania zewnętrznej warstwy statku, którą wykonano z aluminium pokrytego teflonem. Naukowcy, szukając korzyści z zaistniałej sytuacji, wykorzystali wyjątkową okazję do zbadania wpływu promieniowania kosmicznego na FEP¹ (kopolimer fluorowy etylen/propylen). Okazało się, że powłoka po stronie statku zwróconej w kierunku Słońca w okresie 8,25 lat straciła 60% wytrzymałości mechanicznej i 90% elastyczności. Przeciwna (ciemna) strona osłon praktycznie nie została zdegradowana. Warto dodać, że polipropylen łatwo ulega postradiacyjnemu łańcuchowemu utlenianiu. Na orbicie 570 km nad Ziemią, w tzw. termosferze obecny jest tlen atomowy, który w okresie 9 lat miał również znaczenie dla postradiacyjnej degradacji materiału [2].

Radioliza paliwa raketowego

Poszukiwanie życia na innych planetach jest jednym z niezwykle pasjonujących przedsięwzięć ludzkości. Według aktualnej wiedzy najbardziej prawdopodobnym miejscem odkrycia życia pozaziemskiego w układzie słonecznym jest Europa – jeden z księżyców Jowisza. Organizując misje kosmiczne w tamte okolice, należy pamiętać, że możemy się spotkać z wyjątkowo dużymi mocami dawek promieniowania jonizującego. Jego źródłem są elektrony i protony uwięzione w silnym polu magnetycznym Jowisza. Poważnie więc traktuje się możliwość zmian właściwości paliwa raketowego w wyniku radiolizy. Narażenie na promieniowanie kosmiczne materiału pędnego występuje również w przypadku silników służących do deorbitacji satelitów, czyli sprowadzenia ich z orbity w gęste warstwy

atmosfery. Pomimo stosunkowo niedługiej działalności człowieka w przestrzeni kosmicznej znajdują się tam już miliony nieprzydatnych obiektów wytworzonych przez naszą cywilizację – śmieci kosmicznych. Około 500 tysięcy z nich powoduje realne zagrożenie dla infrastruktury kosmicznej. Pozycje 22 tys. kosmicznych odpadków są monitorowane. W samym tylko 2018 roku satelity obsługiwane przez Europejską Agencję Kosmiczną (ESA)² musiały przeprowadzić 27 manewrów unikowych, aby zapobiec kolizji ze śmieciami kosmicznymi. Liczby takich zdarzeń z roku na rok rosną. Problem dotyczy także załogi Międzynarodowej Stacji Kosmicznej. Aby przeciwdziałać dalszemu zaśmiecaniu, wprowadzono prawo kosmiczne wymuszające usunięcie satelity po zakończeniu misji, trwającej często kilkanaście lat. Przez ten czas silniki deorbitacyjne, a więc również paliwo są narażone na promieniowanie jonizacyjne. Obecnie badania odporności radiacyjnej nowych rodzajów paliwa raketowego są rutynowymi elementami projektów kosmicznych. Warto podkreślić, że literatura na ten temat jest bardzo uboga. Dostępne są praktycznie jedynie stosunkowo stare raporty, w których brak dokładnych informacji [3]. Uzasadnione jest więc podejmowanie własnych prac badawczych.

Stałe paliwo raketowe

Raketowe paliwa niejednorodne stanowią mieszaninę drobnych cząsteczek utleniacza i substancji palnej oraz innych dodatków (sadza, aluminium, katalizatory i flegmatyzatory spalania) [4]. Utleniaczami są substancje nieorganiczne: nadchlorany, chlorany, azotany (amonu, sodu, potasu). Jako substancje palne stosuje się: nitrocelulozę (w tym przypadku będącą jednocześnie utleniaczem i paliwem), elastomery, żywice polimerowe, polimery winylowe PBAN³, HTPB⁴, kauczuk (naturalny lub syntetyczny). Elastyczna substancja palna spełnia jednocześnie rolę lepiszcza, wiążąc sproszkowany utleniacz. Na temat radiolizy paliwa raketowego typu poliuretan/oksamid/nadchloran pisaliśmy w dwumiesięczniku Tworzywa Sztuczne w Przemśle [5]. Zwróciliśmy uwagę, że w badaniach wpływu promieniowania jonizującego na polimery wygodnie wykorzystuje się chromatografię gazową, która jest znacznie czulsza od tradycyjnych metod pomiarów parametrów mechanicznych i energetycznych paliwa. Zmiany, które można zaobserwować technikami analitycznymi, są tak subtelne, że przy zastosowanych dawkach promieniowania praktycznie nie do zauważenia innymi metodami, patrz tabela 1.

Średnia wartość wydajności radiolitycznego wydzielania wodoru z badanego paliwa (nie ujawniono jego składu) wyniosła 0,047 mol/J. Odpowiada to wydzielaniu 1,05 ml

¹ Fluorinated ethylene propylene (FEP).

² European Space Agency – Europejska Agencja Kosmiczna.

³ PBAN – ang. *polybutadiene acrylonitrile*.

⁴ HTPB – ang. *Hydroxyl terminated polybutadiene*.

Tabela 1. Radiolityczne wydajności (G) wydzielania wodoru i pochłaniania (lub wydzielania) tlenu ze składników przykładowego paliwa raketowego. Wartość G została podana w mikromolach (liczbie cząsteczek) gazu na 1 J pochłoniętej energii promieniowania.⁵

Table 1. Radiolytic efficiencies (G) of hydrogen evolution and oxygen absorption (or evolution) from the components of the sample rocket fuel. The G value was given in micromoles (number of molecules) of gas per 1 J of absorbed radiation energy.⁵

Składniki paliwa	G_{H_2}	G_{O_2}
	μmol/J	
Poliuretan	0,252	0,742
Oksamid	0,026	0,066
Nadchloran amonu	0,022	-0,270

wodoru z kilograma paliwa na 1 kGy dawki promieniowania. Radioliza wodoru z poliuretanu jest o rząd większa w porównaniu z pozostałymi składnikami. Udziały składników paliwa w radiolizie wodoru i tlenu są proporcjonalne do ich zawartości procentowej. Na podstawie wyników analizy można oszacować zawartość poliuretanu na poziomie 12%. Badania wykonano z użyciem kobaltowego źródła promieniowania gamma GC 5000 (produkcji indyjskiej) o mocach dawki w okresie badawczym od 3,04 do 3,03 kGy/h. Rozkład dawki określono za pomocą dozimetru foliowego z polichlorku winylu. W testach próbki zawieszano na nitkach w zbiorniku nad wodą. Przetestowano również możliwość wykorzystania do badań silnika raketowego mieszanego promieniowania elektrony/X wokół akceleratora elektronów Elektronika 10/10 (moc 10 kW, energia elektronów 10 MeV). Uzyskano w tym przypadku promieniowanie hamowania o mocy dawki od 0,5 do 3 kGy/h.

Nadtlenek wodoru

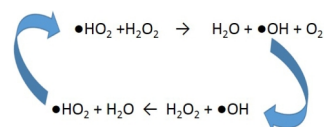
Specjaliści od paliwa raketowego w Europejskiej Agencji Kosmicznej (ESA), podobnie jak w NASA, uważają, że to nadtlenek wodoru jest paliwem przyszłości [6]. Ma to być tzw. zielone paliwo. Jednak proces jego produkcji jest trudny do opanowania. Nie chodzi oczywiście o tzw. wodę utlenioną (3% roztwór) czy perhydrol (roztwór 30%), ale praktycznie 100% H_2O_2 . Warszawski Instytut Lotnictwa jest przodującą na świecie instytucją w produkcji 98% nadtlenku wodoru o handlowej nazwie HTP (ang. *High Test Peroxide* lub *High Test Purity*) [7]. Zwiększył on bezpieczeństwo procesu produkcyjnego poprzez zastosowanie głębokiej próżni. Podczas reakcji rozkładu 98% H_2O_2 temperatura przekracza nawet 960 stopni Celsjusza. Pod wpływem katalizatora (może to być np. platyna lub tlenek manganu) nadtlenek wodoru rozkłada się, wytwarzając duże ilości energii. Jeden litr tej cieczy wystarcza do wyprodukowania do 4,5 tysiąca litrów gazu (pary i tlenu). Wcześniej, jako paliwo kosmiczne stosowano hydrazynę,



Fot. 1. Badania mocy dawki wokół transportera akceleratora elektronów. Do dozymetrii zastosowano folię z nieplastifikowanego PCW. Stalowa rura miała na celu pochłonięcie rozproszonych elektronów (pomiar promieniowania hamowania).

Photo 1. Dose rate studies around the electron accelerator transporter. A foil of unplasticized PVC was used for dosimetry. The purpose of the steel tube was to absorb the scattered electrons (measurement of the braking radiation).

która jest niezwykle toksycznym i rakotwórczym związkiem [8]. Im wyższe stężenie nadtlenku wodoru, tym lepsza jego wydajność, jako paliwa raketowego. Ponadto bardziej wydajne paliwo oznacza dłuższą żywotność satelitów i mniejsze zbiorniki. W badaniach radiolizy 98% H_2O_2 , podobnie jak w przypadku paliwa stałego, zastosowano chromatografię gazową [9]. W paliwach stałych na bazie polimeru oznaczano główny gazowy produkt radiolizy – wodór. W przypadku nadtlenku wodoru interesowała nas wydajność radiolitycznie uwalnianego tlenu. Badano HTP z różną zawartością azotanów, fosforanów i cyny jako stabilizatorów [10]. Nie wchodząc w szczegóły eksperymentu, którego wyniki zostały omówione w specjalistycznej publikacji [11], można przyjąć, że należy się liczyć z powstawaniem około 0,3 ml tlenu na kilogram paliwa przy dawce 1 Gy. Wydajność wydzielania wodoru jest bardzo mała. Co ciekawe, radiolityczne wydajności wydzielania tlenu zwiększają się ze wzrostem stężenia stabilizatorów. Jednocześnie rozrzut wyników wokół wartości średniej wyraźnie się zmniejsza. Oznacza to, że dodatki przyspieszają radiolityczny rozkład HTP, ale zmniejszają prawdopodobieństwo reakcji łańcuchowego rozkładu H_2O_2 opisanego na rysunku 1.



Rys. 1. Schemat łańcuchowej reakcji radiolitycznego rozkładu nadtlenku wodoru. Rodnik $\bullet OH$ powstający w wyniku reakcji $\bullet HO_2$ z H_2O_2 prowadzi do utworzenia kolejnego rodnika $\bullet HO_2$ itd.

Fig. 1. Diagram of a chain reaction of the radiolytic decomposition of hydrogen peroxide. The $\bullet OH$ radical resulting from the reaction of $\bullet HO_2$ with H_2O_2 leads to the formation of another radical $\bullet HO_2$ etc.

⁵ Wartość dodatnia G_{O_2} oznacza, że tlen był pochłonięty przez materiał, a wartość ujemna, że wydzielany w wyniku radiolizy.

Wnioski

Podsumowano własne prace nad wpływem promieniowania jonizującego na dwa typy paliwa raketowego. Aby uniknąć nieprzewidzianych sytuacji, związanych z oddziaływaniem promieniowania kosmicznego na elementy statków kosmicznych, warto na etapie projektowania skorzystać z doświadczeń chemii radiacyjnej. Opisanie badań radiolizy paliw raketowych są jednym z elementów prac realizowanych przez Europejską Agencję Kosmiczną, w których biorą udział polskie instytucje badawcze. W kraju dysponujemy zarówno źródłami promieniowania jonizującego, jak i metodami analitycznymi, które pozwalają badać radiolizę materiałów stosowanych w przemyśle kosmicznym. Wyniki badań opisano z punktu widzenia chemika radiacyjnego. Praktyczną ocenę zagrożeń bezpieczeństwa lotów kosmicznych wynikających z radiolizy paliwa raketowego pozostawiam specjalistom. Będzie to oczywiście zależę od czasu lotu kosmicznego i wielkości mocy dawek, z jakimi można się spotkać w dalekich podróżach [12].

Można na koniec dodać, że coraz większą uwagę przywiązuje się w przypadku paliw raketowych do ochrony środowiska. Prowadzone są badania w kierunku przynajmniej częściowego zastąpienia nadchloranu amonu bardziej ekologicznym azotanem amonu. Z punktu widzenia radiolizy paliwa nie ma to większego znaczenia, gdyż głównym źródłem gazowych produktów rozkładu (wodoru) pozostają organiczne składniki, którymi są tworzywa polimerowe [13].

Notka o autorze

Dr inż. Wojciech Głuszewski – adiunkt w Centrum Badań i Technologii Radiacyjnych Instytutu Chemii i Techniki Jądrowej w Warszawie. Chemik radiacyjny. Obecnie zajmuje się problematyką radiacyjnej modyfikacji tworzyw polimerowych. Specjalista w zakresie

technologii radiacyjnych i dozymetrii promieniowania jonizującego. Członek Zarządu Głównego Polskiego Towarzystwa Nukleonicznego.

Literatura

1. Gorączko W., 2015, *Dawki w podróżach kosmicznych*, XVIII Konferencja Inspektorów Ochrony Radiologicznej w Skorzęcinie, Publikacja SIOR.
2. De Groh K., Waters D.L., Mohammed J.S., Perry B., Banks B.A., 2013, *Analyses of Hubble Space Telescope Aluminized-Teflon Insulation Retrieved After 19 Years of Space Exposure*, Protection of Materials and Structures From the Space Environment., 31. DOI: 10.1007 / 978-3-642-30229-9_2
3. Shelberg W.E., 1966, *The radiolytic decomposition of hydrazine. RP-1. and hydrazine rocket fuels*, U.S. Naval Radiological Defense Laboratory, 13.
4. Rarat G., Surmacz P., 2009, *Współczesne stałe raketowe materiały pędne*, Prace Instytutu Lotnictwa, 7(202), s. 112–124.
5. Głuszewski W., Matłok A., 2010, *Radiacyjna odporność polimerowych elementów statków latających*, Tworzywa Sztuczne w Przemysle, 2, s. 40–41.
6. Florczuk W., Rarata G., Rokicka K., 2016, *Właściwości, otrzymanie oraz zastosowanie nadtlenku wodoru 98%+ klasy HTP*, Prace Instytutu Lotnictwa, 3(244), s. 215–226. DOI: 10.5604/05096669.1226150
7. Rarata G., Rokicka K., Surmacz P., 2016, *Hydrogen Peroxide as a High Energy Compound Optimal for Propulsive Applications*, Cent. Eur. J. Energ. Mater., 13, 3, s. 778–790. DOI: 10.22211/cejem/65005
8. Shelberg W.E., 1966, *Radiolysis of Monomethylhydrazine*, Nature, 219, s. 524–526.
9. Głuszewski W., 2019, *The use of gas chromatography for the determination of radiolytic molecular hydrogen, the detachment of which initiates secondary phenomena in the radiation modification of polymers*, Polimery, 64, 10, s. 44–49.
10. Michalska K., Okroj N., Jakusz B., 2017, *Report on HTP quality control*, Jakusz Sp z.o.o., 14.
11. Głuszewski W., Okroj N., 2021, *Radiation stability of high test peroxide (HTP)*, Radiation Physics and Chemistry, 183, 109399. DOI: 10.1016/j.radphyschem.2021.109399
12. Zagórski Z.P., 2005, *Radiation chemistry in exploration of Mars*, Nukleonika, 50, 2, s. 59–63.
13. Głuszewski W., Zagórski Z.P., 2009, *Radiacyjna odporność polimerów – na przykładzie polipropylenu*, Tworzywa Sztuczne i Chemia, 3, s. 24–27.

Biuletyn „Bezpieczeństwo Jądrowe i Ochrona Radiologiczna” wydawany jest od 1989 r. Do 2013 r. był drukowany i kolportowany (ostatnio w nakładzie 700 egzemplarzy) wśród osób i instytucji zainteresowanych zagadnieniami dozoru nad bezpieczeństwem jądrowym i ochroną radiologiczną. Od 2014 r. biuletyn wydawany jest w nowej, elektronicznej formie. Każdy numer biuletynu zamieszczany jest na stronie internetowej (poniżej) oraz rozsyłany za pomocą [Newslettera PAA](#).

INFORMACJA DLA AUTORÓW

Wydawca przyjmuje artykuły naukowe, których tematyka jest związana z zapewnieniem i kontrolą bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej, w tym również związane z zabezpieczeniem i ochroną fizyczną materiałów jądrowych i obiektów jądrowych, technologiami jądrowymi i technikami radiacyjnymi, fizyką i chemią oraz inżynierią jądrową, naukami prawnymi, geologią i geofizyką czy bezpieczeństwem narodowym.

Każdy artykuł zamieszczony w biuletynie jest recenzowany przez dwóch recenzentów.

ZASADY OGÓLNE

Tekst artykułu powinien prezentować aktualny stan wiedzy na poruszany temat oraz najnowsze dane. Artykuł powinien być podzielony na mniejsze logiczne fragmenty redakcyjne, opatrzone śródtytułami. Artykuł nie może być wcześniej publikowany ani zgłoszony do publikacji w innym czasopiśmie. Wydawca zastrzega sobie prawo nieprzyjęcia artykułu do publikacji, dokonywania skrótów, wprowadzania poprawek stylistycznych i redakcyjnych oraz zmian w tytule artykułu. Autorzy są zobowiązani do współpracy z Wydawcą w całym procesie przygotowywania artykułu do publikacji, w tym do terminowej korekty autorskiej.

ZGŁOSZENIE DZIEŁA

Egzemplarze artykułu wraz z pełnym zestawem ilustracji mogą być przesyłane na adres:

Biuletyn „Bezpieczeństwo Jądrowe i Ochrona Radiologiczna”

Państwowa Agencja Atomistyki

ul. Bonifraterska 17,

00-203 Warszawa, Polska

E-mail: biuletyn@paa.gov.pl

Zachęcamy do przesyłania artykułów drogą elektroniczną na wyżej wskazany adres e-mail.

Państwowa Agencja Atomistyki
ul. Bonifraterska 17, 00-203 Warszawa
www.gov.pl/web/paa