

e-ISSN 2353-9062
ISSN 0867-4752

1 (127) 2023

BEZPIECZEŃSTWO JĄDROWE I OCHRONA RADIOLOGICZNA



PAŃSTWOWA
AGENCJA
ATOMISTYKI

Biuletyn „Bezpieczeństwo Jądrowe i Ochrona Radiologiczna” znajduje się w wykazie czasopism naukowych Ministerstwa Edukacji i Nauki. Kwartalnik wydawany przez PAA otrzymał 40 pkt. w następujących dyscyplinach naukowych:

- nauki o bezpieczeństwie,
- nauki fizyczne,
- nauki chemiczne,
- nauki prawne,
- nauki medyczne.

Wydawca: **Państwowa Agencja Atomistyki**
ul. Nowy Świat 6/12, 00-400 Warszawa

Redakcja: **Elżbieta ZALEWSKA**
Jarosław CHILMON
ul. Nowy Świat 6/12, 00-400 Warszawa
TEL. 22 628 94 39
FAX 22 621 37 86
E-MAIL biuletyn@paa.gov.pl
www. gov.pl/web/paa

Rada Programowa

prof. dr hab. **Janusz JANECZEK** – przewodniczący Rady
prof. dr hab. inż. **Andrzej CHMIELEWSKI** – członek Rady
prof. dr hab. n. med. **Marek K. JANIAK** – członek Rady
prof. dr hab. n. med. **Eugeniusz DZIUK** – członek Rady
prof. dr hab. n. med. **Leszek KRÓLICKI** – członek Rady
dr hab. **Agnieszka KORGUL** – członek Rady
dr **Tomasz NOWACKI** – członek Rady

Maciej JURKOWSKI, Redaktor naczelny

Marek WOŹNIAK, Redaktor techniczny

e-ISSN 2353-9062
ISSN 0867-4752

Druk: Centrum Poligrafii Sp. z o.o.

BEZPIECZEŃSTWO JĄDROWE I OCHRONA RADIOLOGICZNA

BIULETYN INFORMACYJNY PAŃSTWOWEJ AGENCJI ATOMISTYKI

Nr 1 (127) 2023
Warszawa

Spis treści

Andrzej Głowacki nowym Prezesem Państwowej Agencji Atomistyki.	7
Odszedł od nas Wiesław Szemek	15
Jacek Nowicki Cechy bezpieczeństwa, rozwiązania konstrukcyjne i doświadczenia wdrażania koreańskich bloków jądrowych APR-1400	17
Agnieszka Miśkiewicz, Dagmara Chmielewska-Śmietanko, Tomasz Smoliński Dekarbonizacja energetyki opartej na węglu w Polsce poprzez zastosowanie modułowych reaktorów jądrowych.	47
Wojciech Głuszewski, Grzegorz Guzik Zjawiska ochronne w radiolizie suchych produktów spożywczych	56

Szanowni Państwo

Pierwszy tegoroczny numer Biuletynu otwiera informacja o zmianie na stanowisku Prezesa Państwowej Agencji Atomistyki, na które 22 marca br. w wyniku postępowania konkursowego powołany został przez Premiera Mateusza Morawieckiego dotychczasowy wiceprezes PAA **Andrzej Głowacki**. W artykule wymieniono najważniejsze działania, jakie podjął on od chwili powierzenia mu przez nadzorującą PAA Minister Klimatu i Środowiska Annę Moskwę wykonywanie tych obowiązków już 15 grudnia 2022 r.

W bieżącym numerze wspominamy także zmarłego w styczniu br. Wiesława Szmeka, emerytowanego długoletniego inspektora dozoru jądrowego PAA, eksperta w zakresie dozoru obiektów jądrowych i postępowania z wypalonym paliwem jądrowym i odpadami promieniotwórczymi.

Zmiana Prezesa PAA zbiegła się w czasie z podjęciem i ogłoszeniem kluczowych, strategicznych decyzji dotyczących **lokalizacji, wyboru technologii oraz terminów i sposobu realizacji** pierwszych obiektów energetyki jądrowej, jakie zostaną wybudowane w ramach Programu Polskiej Energetyki Jądrowej (PPEJ). W następstwie wyboru przez polski rząd amerykańskiej technologii Westinghouse Electric Company WEC AP1000 dla pierwszej w Polsce elektrowni jądrowej o mocy do 3750 MWe, której budowa ma się rozpocząć w 2027 r. w Lubiawie-Kopalnie w gminie Choczewo na Pomorzu, w połowie grudnia 2022 r. prezes spółki Polskie Elektrownie Jądrowe (PEJ) Tomasz Stępień oraz prezes Westinghouse Electric Company Energy Systems (WEC) David Durham podpisali, w obecności Minister Klimatu i Środowiska Anny Moskwy, Mateusza Bergera – Pełnomocnika Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej oraz Marka Brzezińskiego – Ambasadora Stanów Zjednoczonych w Polsce, umowę o współpracy (ang. *Cooperation Agreement*).

Podpisana umowa określa główne zasady, jak i kolejne kroki biznesowe, które zostaną podjęte przez spółki PEJ i WEC w 2023 r. Wskazano w niej kluczowe zadania do realizacji, m.in. wynegocjowanie i podpisanie odpowiednich umów, takich jak umowa na świadczenie usług inżynierskich, której zakres będzie obejmował prace przygotowawcze i koncepcyjne, w tym wstępne prace projektowe, usługi wsparcia w zakresie uzyskiwania pozwoleń i zezwoleń, usługi związane z planowaniem organizacji terenu lokalizacji oraz z zamówieniami i planowaniem budowy. Kolejnym krokiem będzie podpisanie przez spółki w 2023 r. umowy na projektowanie elektrowni. 13 marca br. do PAA wpłynął wniosek PEJ o wydanie ogólnej opinii Prezesa PAA, dotyczącej planowanych rozwiązań organizacyjno-technicznych wynikających z propozycji wskazanych przez dostawcę technologii reaktora AP1000, czyli firmę Westinghouse Electric Company. Wniosek dotyczył klasyfikacji bezpieczeństwa systemów oraz elementów konstrukcji i wyposażenia zastosowanych w projekcie reaktora AP1000. W toku opiniowania Prezes PAA może wydać w terminie 6 miesięcy opinię, wskazującą, które z rozwiązań zaplanowanych przez inwestora będą wymagać przeprowadzenia dodatkowych analiz, aby były one zgodne z polskim prawem. Aktualnie w PAA trwają prace analityczne nad dokumentacją złożoną przez PEJ.

Niezależnym od PPEJ jest projekt budowy w Polsce elektrowni w oparciu o technologię koreańską. Jesienią 2022 r. w Seulu spółki ZE PAK¹, PGE² i koreański koncern KHNP³ podpisały list intencyjny ws. opracowania planu budowy elektrowni jądrowej w Pątnowie. Na bazie dotychczas wykonanych wstępnych analiz oceniono, że perspektywiczne jest posadowienie tam co najmniej dwóch reaktorów APR-1400 o łącznej mocy 2800 MWe. Technologii APR-1400, po raz pierwszy prezentowanej na łamach naszego Biuletynu, poświęcony jest obszerny artykuł **Jacka Nowickiego**, zawierający nie tylko szczegółowy opis rozwiązań konstrukcyjnych i systemów bezpieczeństwa, ale także genezę tego rozwiązania w kontekście bardzo udanego transferu do Republiki Korei technologii amerykańskich reaktorów System 80 oraz osiągnięcia przez koreański przemysł jądrowy samodzielności technologicznej. Artykuł omawia kamienie milowe i uzyskane tempo realizacji kontraktu zagranicznego na przykładzie budowy elektrowni z reaktorami APR-1400 w Zjednoczonych Emiratach Arabskich. Cennym elementem tego artykułu są również rysunki przedstawiające układy i elementy reaktora APR-1400 i odnoszące się do nich zestawienia ze spisami elementów podanymi po polsku.

W kolejnym artykule **Agnieszka Miśkiewicz, Dagmara Chmielewska-Śmietanko i Tomasz Smoliński** podejmują ciekawy temat **dekarbonizacji energetyki** przy wykorzystaniu małych reaktorów modułowych SMR (ang. *small modular*



¹ Zespół Elektrowni Pątnów Adamów Konin.

² Polska Grupa Energetyczna.

³ Korea Hydro & Nuclear Power Co., Ltd. – właściciel i operator 25 bloków koreańskich elektrowni jądrowych oraz 27 bloków elektrowni wodnych, spółka zależna należąca do państwowego przedsiębiorstwa energetycznego i elektroenergetycznego Korea Electric Power Corporation (KEPCO).

reactor) jako tzw. **retrofitów** istniejących bloków węglowych, z zachowaniem, w możliwie najwyższym stopniu, ich istniejącej infrastruktury elektroenergetycznej.

W ostatnim z zamieszczonych artykułów **Wojciech Głuszewski** przedstawia, na podstawie przeprowadzonych przez siebie badań, wpływ efektów ochronnych, jakie wykazują związki aromatyczne w organicznej chemii radiacyjnej, na procesy **radiacyjnej dekontaminacji** suchych produktów spożywczych oraz na **identyfikację napromieniowania** żywności. Tematyka radiacyjnego utrwalania żywności, w Polsce stosunkowo mało znana, zagościła w ten sposób po raz pierwszy na łamach naszego Biuletynu.

Życzymy Państwu owocnej lektury,
Redaktor Naczelny
Maciej Jurkowski

Andrzej Głowacki nowym Prezesem Państwowej Agencji Atomistyki

22 marca 2023 r. Prezes Rady Ministrów Mateusz Morawiecki, na wniosek Ministra Klimatu i Środowiska, powołał Andrzeja Głowackiego na stanowisko Prezesa Państwowej Agencji Atomistyki. 29 marca 2023 r. powołanie nowemu Prezesowi PAA, w imieniu szefa rządu, wręczyła Anna Moskwa – Minister Klimatu i Środowiska (fot. 1).

Andrzej Głowacki wykonywał obowiązki Prezesa PAA od 15 grudnia 2022 r., kiedy to po przyjętej przez Premiera w dniu 14 grudnia 2022 r. rezygnacji poprzedniego Prezesa Minister Klimatu i Środowiska Anna Moskwa powierzyła mu ich wykonywanie.

Andrzej Głowacki uzyskał nominację Premiera na Prezesa Państwowej Agencji Atomistyki w drodze otwartego naboru. Zgodnie z przepisami ustawy – Prawo atomowe prezes PAA jest powoływany na pięcioletnią kadencję i może być ponownie powołany tylko raz.

Nowy prezes z Państwową Agencją Atomistyki jest związany od ponad piętnastu lat. Pracę w PAA rozpoczął w 2007 r. od szkolenia i stażu na I stopień inspektora dozoru jądrowego w Departamencie Bezpieczeństwa Jądrowego i Radiacyjnego. Inspektorem dozoru jądrowego jest od połowy 2008 r., w czerwcu 2011 r. uzyskał

uprawnienia inspektora dozoru jądrowego II stopnia, uprawnionego do nadzoru i kontroli nad obiektami jądrowymi i obiektami postępowania z odpadami promieniotwórczymi. Będąc ustawowym organem dozoru jądrowego, odpowiadał m.in. za kontrole i nadzór nad bezpieczeństwem obiektów jądrowych w kraju, w tym reaktora badawczego MARIA. Piastował również stanowiska kierownicze w PAA: naczelnika Wydziału Kontroli Obiektów Jądrowych, dyrektora Departamentu Nadzoru i Kontroli, a przed powołaniem na stanowisko Wiceprezesa PAA – dyrektora Departamentu Bezpieczeństwa Jądrowego.

Andrzej Głowacki jest magistrem fizyki, ukończył Wydział Matematyczno-Fizyczny Uniwersytetu w Białymstoku. Swoje umiejętności doskonalił na studiach podyplomowych w zakresie energetyki jądrowej na Wydziale Mechanicznym Energetyki i Lotnictwa Politechniki Warszawskiej. Odbył także szereg szkoleń krajowych oraz międzynarodowych związanych z bezpieczeństwem jądrowym i ochroną radiologiczną, w tym m.in. szkolenie stanowiskowe w amerykańskiej Komisji Dozoru Jądrowego (US NRC) w zakresie prowadzenia kontroli na budowie elektrowni jądrowej Vogtle oraz V.C. Summer, jak



Fot. 1. Andrzej Głowacki odbiera powołanie na Prezesa PAA od Minister Klimatu i Środowiska Anny Moskwy (źródło: PAA).

również rozruchu elektrowni jądowej Watts Bar 2 w Stanach Zjednoczonych. Jako ekspert brał udział w międzynarodowej misji IRRS w Kanadzie.

Andrzej Głowacki jest przedstawicielem Rzeczypospolitej Polskiej w Grupie Szefów Europejskich Urzędów Dozoru Radiologicznego (HERCA), Zachodnioeuropejskim Stowarzyszeniu Regulatorów Jądrowych (WENRA), Europejskiej Grupie Organów Regulacyjnych ds. Bezpieczeństwa Jądrowego (ENSREG), Komitecie ds. Działalności Dozorów Jądrowych (CNRA) w Agencji Energii Jądrowej Organizacji Współpracy Gospodarczej i Rozwoju (NEA OECD).

Od dnia objęcia obowiązków Prezesa PAA Andrzej Głowacki kontynuował działania związane z przygotowaniem Państwowej Agencji Atomistyki do zadań dozoru jądrowego dla obiektów energetyki jądrowej i budowania kompetencji w tym zakresie we współpracy z wiodącymi instytucjami dozorowymi na świecie i w kraju.

Już 16 grudnia przyjął delegację Koreańskiego Instytutu Bezpieczeństwa Jądrowego (KINS) na czele z Prezesem KINS **Sok Chul Kimem**.

Podczas spotkania w Warszawie obie delegacje (fot. 2) wymieniły informacje i doświadczenia dotyczące sprawowania kontroli nad obiektami jądrowymi. Przedstawiciele KINS¹ zaprezentowali swoje możliwości w zakresie szkoleń przygotowujących do licencjonowania i nadzoru nad budową elektrowni jądrowych. PAA i KINS uzgodniły rozwijanie współpracy, mając na uwadze możliwą budowę w Polsce bloków jądrowych opartych na koreańskiej technologii APR-1400.

Roli Państwowej Agencji Atomistyki w polskim programie budowy elektrowni jądrowych poświęcone były także rozmowy 17 stycznia w Warszawie z **Massimo Garribba** oraz z kierownictwem Dyrekcji Generalnej ds. Energii

w Komisji Europejskiej. Aktualnie PAA skupia się m.in. na wzmocnieniu kadrowym. Do roku 2026 PAA chce zatrudnić dodatkowo 70 nowych pracowników, którzy będą wykonywali zadania dozоровe związane z polskim programem jądrowym. Wzmocnienie kadrowe to nie tylko nowe przyjęcia do pracy, ale też cykliczne szkolenia pracowników, którzy doskonalą swoje kompetencje m.in. podczas kilkumiesięcznych staży stanowiskowych w zagranicznych urzędach dozoru jądrowego.

Podczas spotkania omówiono zakres działań PAA w Europejskiej Grupie Organów Regulacyjnych ds. Bezpieczeństwa Jądrowego ENSREG.

Planowi działań na kolejne lata, zmierzających do realizacji Programu Polskiej Energetyki Jądrowej i związanych z tym wyzwaniom w obszarze rozwoju kompetencji i kadr zajmujących się ochroną fizyczną, poświęcone było spotkanie 18 stycznia w Warszawie zastępcy szefa amerykańskiej Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Jądrowego NNSA² (*National Nuclear Security Administration*) **Franka A. Rose** z wykonującym obowiązki Prezesa PAA Andrzejem Głowackim oraz Wiceministrem Klimatu i Środowiska Adamem Guibourgé-Czetwertyńskim (fot. 3).

Podczas spotkania omówiono dotychczasową współpracę z NNSA m.in. w zakresie ochrony fizycznej materiałów i obiektów jądrowych oraz zabezpieczeń źródeł promieniotwórczych. Ustalono dalsze zacieśnianie współpracy i rozwój wymiany doświadczeń w powyższych obszarach. Ochrona fizyczna dotyczy przede wszystkim zabezpieczeń przed sabotażem, atakiem terrorystycznym, kradzieżą lub innym nieuprawnionym dostępem. Omówiono także współpracę na forum Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej w odniesieniu do ochrony fizycznej oraz trwającej wojny na Ukrainie.



Fot. 2. Rozmowy w siedzibie Państwowej Agencji Atomistyki delegacji Koreańskiego Instytutu Bezpieczeństwa Jądrowego KINS i PAA (źródło: PAA).

¹ KINS jest organizacją ekspercką wspierającą urząd dozoru jądrowego Korei Południowej – Radę Bezpieczeństwa Jądrowego (*Nuclear Safety and Security Commission*).

² Narodowa Agencja Bezpieczeństwa Jądrowego NNSA jest instytucją Departamentu Energii Stanów Zjednoczonych. Odpowiada za wzmocnienie bezpieczeństwa narodowego oraz skuteczne zabezpieczenie posiadanych materiałów jądrowych i źródeł promieniotwórczych. NNSA zajmuje się również nieproliferacją, czyli działaniami na rzecz nierozprzestrzeniania broni jądrowej oraz przeciwdziałaniem terroryzmowi jądrowemu.



Fot. 3. Wykonujący obowiązki Prezesa PAA Wiceprezes Andrzej Głowacki, główny zastępca szefa NNSA Frank A. Rose i Wiceminister Klimatu i Środowiska Adam Guibourgé-Czetwertyński (po prawej) (źródło: PAA).

W ramach wzmacniania współpracy w zakresie bezpieczeństwa jądowego i ochrony radiologicznej z instytucjami krajowymi 31 stycznia Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy otrzymał autoryzację Prezesa Państwowej Agencji Atomistyki potwierdzającą wysoką jakość prac świadczonych przez instytucję na rzecz bezpieczeństwa jądowego. Autoryzacja ta umożliwi ubieganie się o rolę organizacji wsparcia technicznego (TSO – *Technical Support Organization*) dla PAA w procesie licencjonowania i nadzoru nad budową elektrowni jądowych.

Decyzję o przyznaniu autoryzacji dla Państwowego Instytutu Geologicznego – Państwowego Instytutu Badawczego odebrał szef tej jednostki dr Mateusz Damrat podczas spotkania z wykonującym obowiązki Prezesa PAA Andrzejem Głowackim (fot. 4).

Zakres autoryzacji obejmuje specjalistyczne analizy lokalizacyjne pod kątem uwarunkowań i zagrożeń geologiczno-inżynierskich. Jakość wykonanych badań geologiczno-inżynierskich i odpowiednie rozpoznanie podłoża

budowlanego warunkują sposób posadowienia, bezpieczeństwo konstrukcji oraz koszty całej inwestycji. PIG-PIB³ jest szóstym ośrodkiem, który otrzymał autoryzację Prezesa PAA. Posiadanie autoryzacji Prezesa PAA otwiera zainteresowanym ośrodkom naukowym drogę do ubiegania się o rolę organizacji wsparcia technicznego (TSO) dla PAA w Programie Polskiej Energetyki Jądowej.

PAA będzie kontrolowała etap projektowy, budowę, a potem działalność elektrowni jądowych. Prezes PAA odpowiedzialny będzie m.in. za wydanie zezwolenia na budowę obiektu jądowego. Inspektorzy Agencji mają sprawdzać, czy przestrzegane są wymagania związane z bezpieczeństwem jądowym i ochroną radiologiczną.

Wsparcie eksperckie TSO będzie miało duże znaczenie w procesie oceny spełnienia wymagań bezpieczeństwa, wydawania stosownych zezwoleń i opinii PAA. Organizacje wsparcia technicznego będą odpowiedzialne m.in. za przeprowadzenie analiz i ekspertyz w obszarze technologii jądowej i poszczególnych dziedzinach technicznych.



Fot. 4. Wręczenie autoryzacji przez wykonującego obowiązki Prezesa PAA Andrzeja Głowackiego, Dyrektorowi PIG-PIB dr. inż. Mateuszowi Damratowi (źródło: PAA).

³ PIG-PIB pełni w Polsce funkcje krajowych służb: geologicznej i hydrogeologicznej. Istnieje od ponad 100 lat. Prowadząc wszechstronne badania, rozpoznaje budowę geologiczną kraju, jego zasoby naturalne oraz stan środowiska.

Nawiązano także współpracę z Akademią Sztuki Wojennej, która została partnerem akademickim współpracującym z Państwową Agencją Atomistyki. W środę 8 lutego porozumienie w zakresie bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej kraju podpisali Andrzej Głowacki wykonujący obowiązki Prezesa PAA oraz gen. bryg. dr Robert Kosowski rektor-komendant Akademii Sztuki Wojennej (fot. 5).

Uroczystość miała miejsce w gmachu Akademii. Instytucje zadeklarowały współpracę, której nadrzędnym celem jest rozwój oraz wzmocnienie bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej kraju, m.in. w zakresie oceny sytuacji radiacyjnej czy reagowania na zdarzenia radiacyjne.

13 lutego, podczas międzynarodowej konferencji na temat skutecznej kontroli i nadzoru nad zastosowaniami promieniowania jonizującego, zorganizowanej w Abu Zabi przez Międzynarodową Agencję Energii Atomowej (MAEA), Andrzej Głowacki – wykonujący obowiązki Pre-

zesa PAA i Rumina Velshi – Przewodnicząca Kanadyjskiej Komisji Dozoru Jądrowego (CNSC) podpisali porozumienie rozszerzające dotychczasową współpracę CNSC i PAA⁴ (fot. 6).

Podpisane memorandum dotyczy wspólnych działań w zakresie małych reaktorów modułowych SMR (*small modular reactors*), takich jak BWRX-300. Polski i kanadyjski dozór będą wymieniać się informacjami w zakresie najlepszych praktyk i przeglądów technicznych w obszarze tej technologii. Strony zobowiązały się również do dzielenia wynikami niezależnych analiz i ocen prowadzonych w ramach procesu licencjonowania. Memorandum zakłada także wspólne działania w ww. obszarach oraz w zakresie szkoleń i opracowywania rozwiązań regulacyjnych dla zapewnienia bezpieczeństwa tej technologii.

W dniach 1 i 2 marca PAA była gospodarzem spotkania ekspertów MAEA z kierownictwem (fot. 7) i pracownikami PAA (fot. 8) poświęconemu przygotowaniom do



Fot. 5. Podpisanie porozumienia o współpracy pomiędzy Państwową Agencją Atomistyki a Akademią Sztuki Wojennej (źródło: PAA).



Fot. 6. Rumina Velshi, Przewodnicząca Kanadyjskiej Komisji Dozoru Jądrowego i Andrzej Głowacki, wykonujący obowiązki Prezesa PAA podpisują porozumienie o współpracy (źródło: PAA).

⁴ Pierwsze porozumienie w tym zakresie zawarto w 2014 r.



Fot. 7. Wykonujący obowiązki Prezesa PAA Andrzej Głowacki i eksperci MAEA (źródło: PAA).



Fot. 8. Spotkanie z ekspertami MAEA przed Zintegrowanym Przeglądem Dozoru Jądrowego IRRS (źródło: PAA).

przeprowadzenia w Polsce kolejnej⁵ misji eksperckiej w ramach Zintegrowanego Przeglądu Dozoru Jądrowego IRRS (*Integrated regulatory review services*), mającej na celu wzmocnienie polskiego dozoru jądrowego.

W spotkaniu z przedstawicielami MAEA wzięło udział ponad 30 uczestników, na czele z wykonującym obowiązki Prezesa PAA Andrzejem Głowackim.

W wydarzeniu uczestniczyli również przedstawiciele Głównego Inspektoratu Sanitarnego oraz Ministerstwa

Klimatu i Środowiska. Główne działania w ramach misji mają być podejmowane przez MAEA we wrześniu br. Wówczas eksperci MAEA będą prowadzili w Warszawie niezależny przegląd polskiego systemu regulacyjnego i infrastruktury dozoru jądrowego. Misja IRRS polega na analizie oraz porównaniu rozwiązań prawnych, technicznych i organizacyjnych stosowanych w danym państwie z odpowiednimi standardami MAEA. Wyniki prowadzonego przeglądu służą identyfikacji obszarów krajowego

⁵ PAA gościła pierwszą misję IRRS w 2013 r., która potwierdziła, że PAA jest na dobrej drodze w podejmowaniu działań przygotowujących do sprawowania dozoru jądrowego nad budową pierwszych polskich elektrowni jądrowych.



Fot. 9. Andrzej Głowacki i przewodniczący Komisji Dozoru Jądrowego Stanów Zjednoczonych (US NRC) Christopher Hanson (po lewej) (źródło: PAA).

systemu bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej wymagających dalszego wzmocnienia.

W dniach 13–16 marca Andrzej Głowacki przewodniczył delegacji uczestniczącej w 35 Międzynarodowej Konferencji Komisji Dozoru Jądrowego Stanów Zjednoczonych na temat aktualnych działań regulacyjnych w dziedzinie bezpieczeństwa jądrowego. Konferencja, która odbyła się w USA, przyciągnęła prawie 4000 uczestników z ponad 50 krajów. W trakcie konferencji Andrzej Głowacki spotkał się z kierownictwem Komisji Dozoru Jądrowego Stanów Zjednoczonych (US NRC), w tym z jej przewodniczącym **Christopherem Hansonem** (fot. 9).

Rozmowy dotyczyły dalszej współpracy w obszarze bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej, także w kontekście realizacji Programu Polskiej Energetyki Jądrowej. Szefowie dozorów jądrowych Polski i USA omówili również planowany program szkoleń w zakresie licencjonowania i eksploatacji elektrowni jądrowych.

23 marca Prezes PAA Andrzej Głowacki przedstawił w siedzibie Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej

w Wiedniu sprawozdanie z wypełniania przez Polskę postanowień Konwencji Bezpieczeństwa Jądrowego CNS (*Convention on Nuclear Safety*) podczas odbywającego się tam w dniach 20–31 marca 8. i 9. Spotkania Przeglądowego Umawiających się Stron Konwencji (fot. 10 i 11).

Spotkanie to miało wyjątkowy charakter, nie tylko dlatego, że obejmowało dwa trzyletnie cykle sprawozdawcze⁶ (spotkanie sprawozdawcze CNS w 2020 r. ze względu na pandemię Covid-19 nie odbyło się), ale przede wszystkim ze względu na fakt, że jedna ze Stron Konwencji, Ukraina, nie może w pełni realizować jej postanowień w wyniku działań innej Strony, Federacji Rosyjskiej. Prezentacja Polski została przyjęta z dużym zainteresowaniem, o czym świadczy duża liczba zadanych pytań dotyczących rozwoju zasobów kadrowych, kompetencji, ram regulacyjnych oraz innych działań prowadzonych w celu zwiększenia bezpieczeństwa jądrowego. Spotkanie przeglądowe było okazją do odbycia przez polską delegację, której przewodniczył Prezes Andrzej Głowacki, szeregu spotkań z delegacjami dozorów jądrowych innych krajów. Szef PAA wziął udział

⁶ Prezentacja Prezesa PAA dotyczyła zawartości dwóch polskich raportów: 8. za lata 2017–2019 (https://www.iaea.org/sites/default/files/21/07/national_report_of_poland_for_the_8th_review_meeting.pdf) oraz 9. za lata 2020–2022 (https://www.iaea.org/sites/default/files/23/02/poland_nr_9th_cns.pdf).



Fot. 10. Uczestnicy 8. i 9. Spotkania Przeglądowego Umawiających się Stron Konwencji Bezpieczeństwa Jądrowego podczas sesji plenarnej, w siedzibie Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej (źródło: PAA).



Fot. 11. Prezes PAA Andrzej Głowacki i Dominika Krois, Stała Przedstawiciel RP przy Biurze ONZ w Wiedniu podczas 8. i 9. Spotkania Przeglądowego Umawiających się Stron Konwencji Bezpieczeństwa Jądrowego.

w rozmowach z kierownictwami ukraińskiego dozoru jądrowego – SNRIU (*State Nuclear Regulatory Inspectorate of Ukraine*), kanadyjskiego – CNSC (*Canadian Nuclear Safety Commission*), amerykańskiego – NRC (*US Nuclear Regulatory Commission*), szwedzkiego – SSM (*Strål Säker-*

hets Myndigheten) i koreańskiego – NSSC (*Nuclear Safety and Security Commission*). Omówiono plany dalszej współpracy dozоровej na rzecz bezpieczeństwa jądrowego oraz wyzwania dla dozorów w związku z wdrażaniem technologii małych reaktorów modułowych (SMR).

Odszedł od nas Wiesław Szmek

W dniu 8 stycznia 2023 r. zmarł w wieku 76 lat nasz kolega śp. Wiesław Szmek, inspektor dozoru jądrowego, wieloletni pracownik Departamentu Bezpieczeństwa Jądrowego Państwowej Agencji Atomistyki. Żegnany przez Rodzinę oraz grono przyjaciół i współpracowników, pochowany został 19 stycznia na Cmentarzu Wojskowym na Powązkach w Warszawie.

Mgr Wiesław Szmek, urodzony w Istebnej 18 października 1946 r., był absolwentem Wydziału Fizyki Uniwersytetu Warszawskiego. Po studiach związał się z atomistyką na wiele lat jako pracownik Instytutu Badań Jądrowych w Świerku. Przed podjęciem pracy w PAA odbył w końcu lat 90. staż zawodowy w USA, początkowo w biurze projektowym reaktora AP600, następnie na budowie elektrowni jądrowej Temelin w Czechach, gdzie zatrudniony był w latach 1997–2001 na stanowisku starszego inżyniera przy uruchamianiu systemów zabezpieczeń i sterowania bloków I i II tej elektrowni, jako pracownik firmy Westinghouse Electric Co. Rozpoczynając pracę w PAA w lutym 2002 r., był już ekspertem z międzynarodowym doświadczeniem. Zatrudniony na stanowisku głównego specjalisty w Departamencie Bezpieczeństwa Jądrowego (DBJ) PAA uczestniczył w międzynarodowych seminariach i kursach (MAEA i innych) poświęconych analizom bezpieczeństwa składowisk odpadów promieniotwórczych, bezpieczeństwu transportu materiałów jądrowych, planowaniu i aspektom prawnym likwidacji reaktorów badawczych i innych obiektów jądrowych, inspekcji ochrony fizycznej w takich obiektach.

Zaraz po podjęciu pracy w PAA odbył także wymagane praktyki m.in. w Zakładzie Eksploatacji reaktora MARIA i w Zakładzie Unieszkodliwiania Odpadów Promieniotwórczych w Instytucie Energii Atomowej w Świerku, by w 2003 r. zostać powołanym przez Prezesa PAA na inspektora dozoru jądrowego. Od połowy 2005 r., jako inspektor dozoru jądrowego z uprawnieniami II stopnia, odpowiadał za nadzór nad bieżącą eksploatacją obiektów należących do Narodowego Centrum Badań Jądrowych i Zakładu Unieszkodliwiania Odpadów Promieniotwórczych. Będąc pracownikiem Wydziału Analiz Obiektów Jądrowych DBJ PAA, uczestniczył w pracach związanych z analizami i kontrolą eksploatacji reaktora jądrowego, przechowywaniu lub składowaniu wypalonego paliwa jądrowego i odpadów promieniotwórczych oraz ich transportu. Brał udział w kontrolach prowadzonych przez inspektorów dozoru jądrowego w jednostkach wykonujących taką działalność w Polsce – prowadził kontrole w obiektach reaktorów badawczych MARIA i EWA, a także w krajowym składowisku odpadów promieniotwórczych. Był twórcą procedur prowadzenia kontroli dozorowych w reaktorach badawczych. Z ramienia PAA uczestniczył w przygotowaniach i realizacji w latach 2009–2016 wywozu wypalonego paliwa jądrowego z reaktorów badawczych MARIA i EWA do kraju producenta. Brał udział w konsultacjach transgranicznych oceny oddziaływania na środowisko nowo budowanych elektrowni jądrowych, m.in. bloku nr 3 w EJ Olkiluoto w Finlandii. Wiesław Szmek był nie tylko wysokiej klasy specjalistą z dużym doświadczeniem zawodowym, ale też serdecznym kolegą, lubianym i poważanym. Zapamiętamy Go jako człowieka ciepłego i otwartego, na którego pomoc i zrozumienie zawsze można było liczyć. Cześć Jego pamięci!



*Koledzy i Przyjaciele,
Inspektorzy Dozoru Jądrowego PAA*

Cechy bezpieczeństwa, rozwiązania konstrukcyjne i doświadczenia wdrażania koreańskich bloków jądrowych APR-1400

Safety features, design solutions and implementation experience of Korean APR-1400 nuclear power plants

Jacek Nowicki
Stowarzyszenie Elektryków Polskich

Streszczenie: Tematem artykułu są rozwiązania techniczne bloku jądrowego typu APR-1400 (KHNP, Republika Korei). Omówiono genezę tego rozwiązania w kontekście bardzo udanego transferu technologii amerykańskich reaktorów System 80 oraz zdobycia przez koreański przemysł jądrowy samodzielności technologicznej na przełomie XX i XXI stulecia. Przedstawiono przykłady aplikacji APR-1400 w Korei Południowej i Zjednoczonych Emiratach Arabskich. Zamieszczono szczegółowy opis rozwiązań konstrukcyjnych i systemów bezpieczeństwa.

Słowa kluczowe: Jądrowe reaktory energetyczne, reaktory III generacji, bezpieczeństwo w energetyce jądrowej, System 80, OPR-1000, APR-1400, KEPCO, KHNP.

Abstract: The subject of the article are the technical solutions of the APR-1400 type nuclear unit (KHNP, Republic of Korea). The genesis of this solution is discussed in the context of the very successful technology transfer of American System 80 reactors and the achievement of technological independence by the Korean nuclear industry at the turn of the 20th and 21st centuries. Examples of APR-1400 applications in South Korea and the United Arab Emirates are presented. A detailed description of design solutions and safety systems is included.

Keywords: Nuclear power reactors, third generation reactors, safety in nuclear power, System 80, OPR-1000, APR-1400, KEPCO, KHNP.

Wprowadzenie

Rozpoczęta w lutym 2022 r. wojna na Ukrainie spowodowała szybką zmianę postrzegania energetyki jądrowej przez *mainstream* świata zachodniego umotywowaną chęcią odcięcia się od importu rosyjskiego gazu, ropy i węgla. Elektrownie jądrowe uważane dotąd za „szybką technologię”, której wieszczono rychły koniec, błyskawicznie odzyskały atrakcyjność w krajach takich jak np. Francja, w której po dziesięcioletnim moratorium na nowe inwestycje powrócił temat budowy nowych, energetycznych bloków jądrowych. I choć Niemcy – największa gospodarka Starego Kontynentu – konsekwentnie zamykają energetykę jądrową (ostatnie trzy niemieckie bloki jądrowe wyłączono 15 kwietnia 2023 r.), inne kraje Unii Europejskiej, takie jak Polska, widzą w niej najskuteczniejszy, bezemisyjny zamiennik dla dużych elektrowni węglowych

stanowiący świetne uzupełnienie dla szybko rosnących mocy zainstalowanych odnawialnych źródeł energii.

Nowe inwestycje w światowej energetyce jądrowej bazować będą na dużych blokach z reaktorami energetycznymi generacji III i III+ oraz na rozwijanych równolegle małych reaktorach SMR (ang. *Small Modular Reactor*). Duże bloki pozwalają na uzyskiwanie mocy elektrycznych brutto w przedziale od 700 do 1700 MW, a więc podobnych bądź większych od mocy dużych bloków elektrowni opalanych węglem kamiennym i brunatnym (dla porównania: największy w Polsce blok energetyczny o parametrach nadkrytycznych, opalany węglem kamiennym: B-11 w Kozienicach ma elektryczną moc znamionową brutto 1075 MW). W tabeli 1 zestawiono główne typy reaktorów i powstałych na ich bazie energetycznych bloków jądrowych oferowanych aktualnie na rynku światowym.

Tabela 1. Porównanie podstawowych parametrów technicznych głównych typów współczesnych reaktorów energetycznych.**Table 1.** Comparison of basic technical parameters of the main types of modern power reactors.

Typ bloku energetycznego / reaktora	Producent, kraj	Rodzaj reaktora	Moc cieplna bloku [MW]	Moc elektryczna bloku [MW] – brutto i netto*	Liczba pętli chłodzenia
AP1000	Westinghouse Electric, USA	ciśnieniowy-wodny (PWR)	3400÷3415	brutto: 1250 netto: 1117	2
APR-1400	KEPCO/KHNP, Republika Korei	ciśnieniowy-wodny (PWR)	4000	brutto: 1400÷1455 netto: 1345÷1416	2
BWRX-300 (SMR**)	General Electric Hitachi, USA i Japonia	wodny-wrzący (BWR)	870	brutto: 300 netto: brak danych	2
Enhanced CANDU-6 (EC6)	Candu Energy / SNC Lavallin, Kanada	ciśnieniowy-ciężkowodny (PHWR)	2064	brutto: 730÷745 netto: 600÷668	2
EPR	EDF/Framatome, Francja	ciśnieniowy-wodny (PWR)	4500	brutto: 1730 netto: 1650	4
ESBWR	General Electric Hitachi, USA i Japonia	wodny-wrzący (BWR)	4500	brutto: 1594 netto: 1535	2
Hualong One	CGNP, Chiny	ciśnieniowy-wodny (PWR)	3060	brutto: 1170 netto: 1090	3
NuScale (SMR**)	Nuscale Power, USA	ciśnieniowy-wodny (PWR)	250	brutto: 77 netto: brak danych	2
WWER-1200	Rosatom, Rosja	ciśnieniowy-wodny (PWR)	3200	brutto: 1194 netto: 1110	4

* Moc elektryczna brutto – moc na wyjściu generatora blokowego; moc elektryczna netto – moc wyjściowa pomniejszona o moc zużywaną przez układy potrzeb własnych energetycznego bloku jądrowego.

** Z racji rosnącego znaczenia małych reaktorów modułowych (SMR) do zestawienia włączono dwa przykładowe typy tych urządzeń.

Współczesne duże energetyczne bloki jądrowe należą do generacji III i III+. Ich konstrukcja wywodzi się z rozwiązań technicznych II generacji, które zadecydowały o rozwoju energetyki jądrowej na świecie w latach siedemdziesiątych i osiemdziesiątych ubiegłego stulecia. Postęp techniczny spowodował ulepszenie technologii paliwowej, poprawił sprawność cieplną, a przede wszystkim wprowadził ulepszone systemy pasywnego bezpieczeństwa jądrowego na wypadek awarii nadprojektowych. Istotną cechą konstrukcji generacji III jest również ich standaryzacja, mogąca się przyczynić do skrócenia cyklu inwestycyjnego i ułatwienia eksploatacji, z czego wynikać mogą istotne oszczędności dla użytkowników bloków jądrowych. Często wykorzystywane oznaczenie generacji III+ związane jest z dodatkowymi cechami bezpieczeństwa i bardziej ekonomicznymi parametrami eksploatacyjnymi.

Ogłoszone w końcu 2022 r. decyzje o wyborze dostawców technologii podstawowych dla polskich projektów jądrowych wyłoniły dwa spośród wspomnianych rozwiązań technicznych: amerykański Westinghouse AP1000 w odniesieniu do planowanej od dawna elektrowni jądrowej na wybrzeżu w gminie Choczewo i południowokoreański APR-1400 w odniesieniu do lokalizacji w Pątnowie, w centralnej Polsce. Niniejsze opracowanie poświęcono drugiej z tych konstrukcji, próbując odpowiedzieć na pytania o korzenie dojrzałości oraz samodzielności technologicznej w dziedzinie energetyki jądrowej, jaką w minio-

nych dziesięcioleciach zdobył przemysł Republiki Korei na bazie skutecznego transferu technologii z wiodących w tej dziedzinie krajów, a przede wszystkim ze Stanów Zjednoczonych. Omówiono działania, które doprowadziły do powstania standardowych reaktorów energetycznych OPR-1000 i APR-1400 zastosowanych z powodzeniem w energetyce południowokoreańskiej, a następnie w pierwszym projekcie eksportowym w Zjednoczonych Emiratach Arabskich.

Koreańska droga do samodzielności technologicznej

Republika Korei intensywnie inwestuje w energetykę jądrową od lat siedemdziesiątych ubiegłego stulecia. Dla prężnie rozwijającej się energochłonnej gospodarki bazującej na przemyśle i nowoczesnych technologiach konieczne było i jest zapewnienie taniego i niezawodnego źródła zasilania. W początkowym okresie pierwsze bloki południowokoreańskich elektrowni jądrowych powstawały na bazie technologii reaktorowej dostarczonej ze Stanów Zjednoczonych, Francji i Kanady oraz budowane były pod kierunkiem zagranicznych generalnych wykonawców.

Wiodącą rolę w rozwoju koreańskiej energetyki w XX wieku odegrało państwowe przedsiębiorstwo energetyczne i elektroenergetyczne Korea Electric Power Corporation,

znane również pod skrótową nazwą KEPCO, którego historia korzeniami sięga aż do roku 1898, gdy założona została jego poprzedniczka – firma Hanseong Jeongi Hoesa tworząca na przełomie XIX i XX stulecia podstawy koreańskiej energetyki, elektryfikując okolice Seulu. Do dziś 51,10% udziałów KEPCO pozostaje w rękach rządu Republiki Korei.

Spółka zależna Korea Hydro & Nuclear Power Co., Ltd. – w skrócie KHNP – należy w całości do KEPCO. Jest ona właścicielem i operatorem 25 bloków koreańskich elektrowni jądrowych oraz 27 bloków elektrowni wodnych. KHNP zatrudnia około 7600 pracowników, odpowiada za blisko 25% instalacji energetyki generacyjnej w Republice Korei i dostarcza ponad 34% energii elektrycznej zużywanej w krajowym systemie elektroenergetycznym.

Po raz pierwszy poważne zainteresowanie potencjalną budową elektrowni jądrowej w Republice Korei powstało już w drugiej połowie lat 1960. Pierwsze cztery bloki EJ Kori z reaktorami ciśnieniowymi wodnymi PWR amerykańskiej firmy Westinghouse (typu WH-60 w pierwszym bloku i WH-F w pozostałych trzech) zbudowały firmy kontraktujące Gilbert i Bechtel w latach 1972–1986. Na początku lat osiemdziesiątych ruszyła budowa EJ Hanbit (fot. 1), której dwa pierwsze bloki powstałe w okresie 1981–1987 również otrzymały amerykańskie reaktory marki Westinghouse (WH-F).

Niemal równolegle Korea Południowa nawiązała współpracę w dziedzinie energetyki jądrowej z Francją, która zaowocowała budową dwóch bloków EJ Hanul z reaktorami ciśnieniowymi wodnymi firmy Framatome typu CPI (w latach 1983–1989), *notabene* też wywodzącymi się z konstrukcji Westinghouse'a. W latach 1977–1999 w EJ Wolseong zbudowano we współpracy z Kanadą (Atomic Energy of Canada Limited) cztery bloki z ciężkowodnymi reaktorami ciśnieniowymi PHWR (ang. *Pressurized Heavy-Water Reactor*) typu CANDU-6.



Fot. 1. Sześć bloków Elektrowni Jądrowej Hanbit (d. Yonggwang) zbudowanych w latach 1981–2002. Na zdjęciu widoczne jest sześć kopuł obudów reaktorów: dwóch Westinghouse WH-F i czterech KHNP OPR-1000 (fot. KHNP).

Photo 1. Six units of the Hanbit Nuclear Power Plant (formerly Yonggwang) built in 1981–2002. The photo shows six reactor housing domes: two Westinghouse WH-F and four KHNP OPR-1000 (photo: KHNP).

W połowie lat 1980. rząd szybko rozwijającej i modernizującej się Republiki Korei uznał, że w dziedzinie tak strategicznej dla jej gospodarki, jak energetyka jądrowa, gotów jest podjąć program uzyskania całkowitej samodzielności technologicznej: zarówno w zakresie dostawy kluczowych urządzeń bloku jądrowego, realizacji budowy elektrowni, jak i produkcji paliwa jądrowego. Zdecydowano o standaryzacji projektów elektrowniowych i poszukiwaniu zagranicą dobrego źródła nowoczesnej technologii reaktorowej.

Doświadczenia zdobyte w trzech ostatnich dekadach XX stulecia we współpracy z partnerami zagranicznymi pozwoliły Korei Południowej na podjęcie działań służących stworzeniu własnego przemysłu jądrowego, a w tym produkcji reaktorów energetycznych. Dysponując doświadczeniami z różnymi typami i rodzajami bloków jądrowych dostarczonych z zagranicy, Koreańczycy zdecydowali się w 1987 r. na wybór jednej z najbardziej obiecujących konstrukcji spośród reaktorów II generacji – amerykańskiego System 80 firmy Combustion Engineering jako punktu wyjścia dla własnego projektu standardowego bloku jądrowego na nadchodzące dekady przełomu XX i XXI wieku.

Blok jądrowy System 80

Amerykańskie przedsiębiorstwo Combustion Engineering Company powstało w 1912 r. w Nowym Jorku i przez wiele dekad specjalizowało się w projektowaniu, konstruowaniu i produkcji urządzeń przeznaczonych do spalania paliw, w tym przede wszystkim kotłów parowych dla energetyki oraz napędów okrętowych.

W latach pięćdziesiątych i sześćdziesiątych firma zaangażowała się w biznes technologii jądrowych – zarówno przeznaczonych dla zastosowań wojskowych, jak i cywilnych. Wprowadziła ona na rynek amerykański bardzo udane konstrukcje reaktorów. Pierwszą referencją była dostawa urządzeń dla elektrowni Palisades Nuclear Generating Station należącej do zakładu energetycznego Consumers Power Company w stanie Michigan. Reaktory energetyczne Combustion Engineering były i są bardzo cenione w energetyce amerykańskiej, uzyskując o kilka procent wyższą gęstość mocy na jednostkę objętości rdzenia w porównaniu do analogicznych rozwiązań firmy Westinghouse. Jedną z przyczyn sukcesów było zastosowanie komputerowego systemu projektowania (już w latach 1960. i 1970.!) o nazwie COLSS (ang. *Core Operating Limit Supervisory System*) oraz kalkulatora zabezpieczenia rdzenia – CPC (ang. *Core Protection Calculator*), będącego urządzeniem pracującym w sterowni bloku w czasie rzeczywistym, wykorzystującym dane z ok. 300 detektorów neutronów umieszczonych w rdzeniu reaktora oraz opatentowany algorytm pozwalający na uzyskiwanie wyższych gęstości mocy. Przedsiębiorstwo Combustion Engineering

wyspecjalizowało się w budowie reaktorów ciśnieniowych wodnych PWR z dwoma obiegami pierwotnymi (konfiguracja dwupętlowa, ang. *2-loop*). Zakład produkcyjny Combustion Engineering zlokalizowany w Chattanooga w stanie Tennessee wytwarzał również zbiorniki reaktorów i wytwornice pary na potrzeby własne firmy oraz jako podwykonawca firmy Westinghouse.

Jednym z najlepszych reaktorów skonstruowanych w USA stał się System 80 firmy Combustion Engineering (patrz rys. 1).

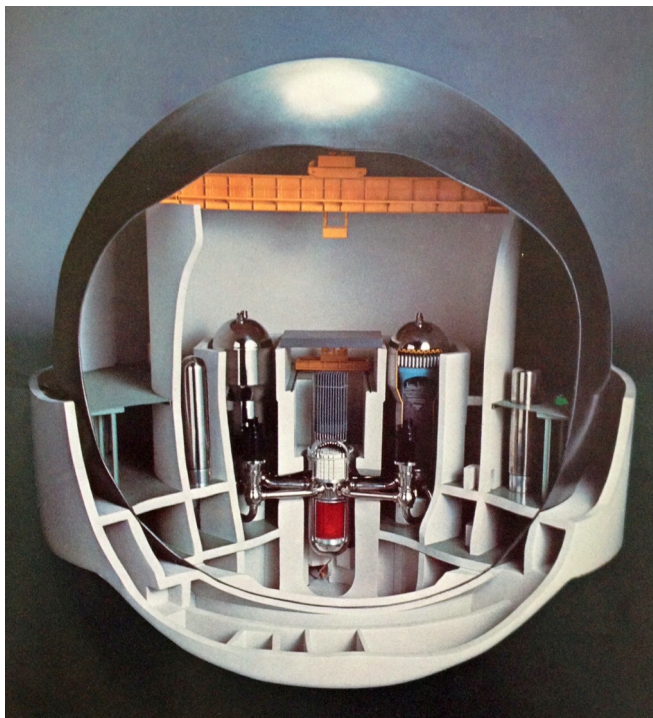
Program rozwoju bloku i reaktora nowej generacji System 80 rozpoczął się w 1985 r. z założeniem stworzenia wstępnie licencjonowanego, znormalizowanego projektu jądrowego bloku energetycznego przeznaczonego dla odbiorców zarówno w USA, jak i zagranicą. Bazą dla powstania projektu stały się wcześniejsze dwupętlowe konstrukcje reaktorów PWR firmy Combustion-Engineering. Wykorzystano m.in. konstrukcję rdzenia reaktora drugiego bloku elektrowni Arkansas Nuclear One zbudowanego w latach 1968–1980. Pierwszą, i jak się okazało jedyną, referencją bloków System 80 stała się elektrownia Palo Verde Nuclear Generating Station w Arizonie zbudowana w latach 1976–1988. Jest to niezwykle istotny obiekt w systemie energetycznym USA, będący dotychczas (do pełnego uruchomienia w najbliższym czasie nowych

bloków nr 3 i 4 w EJ Vogtle w stanie Georgia) największą elektrownią jądrową w Stanach Zjednoczonych o mocy 3,3 GW (3 bloki energetyczne), dostarczającą energii elektrycznej dla około 4 mln ludzi w zachodnich stanach.

Marka Combustion Engineering zniknęła ostatecznie z rynku jako samodzielny podmiot po przejęciu przez międzynarodowy koncern ABB (ASEA Brown Boveri). W strukturach nowego właściciela firma działała pod nazwą ABB CE Nuclear Systems, pracując intensywnie nad standardowym blokiem nowej generacji z reaktorem PWR bazującym na dotychczasowym projekcie System 80. Amerykański oddział energetyki jądrowej pozostał w koncernie ABB przez kolejną dekadę, aż do roku 2000, kiedy został on wykupiony przez przedsiębiorstwo British Nuclear Fuels Limited (BNFL). W ten sposób technologie jądrowe i doświadczenie byłego oddziału Combustion Engineering zostały scalone z doświadczeniem innego znakomitego gracza na rynku amerykańskim, tj. firmy Westinghouse Electric Company zakupionej przez BNFL zaledwie rok wcześniej (w 1999 r.) i wykorzystane przy konstruowaniu reaktora i bloku jądrowego AP1000.

OPR-1000 – koreański standardowy reaktor energetyczny

Obiektami, na których firmy KEPCO i KHNP wdrożyły technologię System 80, stały się bloki 3 i 4 Elektrowni Jądrowej Yeonggwang (jej nazwę zmieniono na EJ Hanbit w 2013 r.) zbudowane i uruchomione w latach 1989-1996 na podstawie umowy o transferze technologii z Combustion Engineering, z bardzo dużym udziałem lokalnego przemysłu. Kolejno Koreańczycy przystąpili do projektowania własnego rozwiązania. Opracowany i wdrożony do produkcji blok jądrowy o mocy elektrycznej zbliżonej do 1 GW otrzymał pierwotnie oznaczenie literowe KSNP (ang. *Korean Standard Nuclear Power plant*), zmienione w 2005 r. na OPR-1000 (ang. *Optimized Power Reactor – zoptymalizowany reaktor energetyczny*; oznaczenie cyfrowe od oczekiwanej mocy elektrycznej bloku: 1000 MW), gdy Koreańczycy zdecydowali się wejść z tą konstrukcją na rynki eksportowe. Pomimo to, że większość rozwiązań technicznych i technologii przyszła ze Stanów Zjednoczonych wraz z umową z Combustion Engineering na transfer technologii, blok KSNP stał się nową konstrukcją wykorzystującą i uwzględniającą dotychczasowe doświadczenia amerykańskiego i koreańskiego przemysłu jądrowego oraz najnowsze amerykańskie wymagania dotyczące reaktorów lekkowodnych. Rdzeń reaktora był wzorowany na rozwiązaniu zastosowanym w bloku 2 elektrowni jądrowej Arkansas Nuclear One. Z kolei konstrukcja systemu obiegu pierwotnego, wymiany ciepła i dostawy pary w obiegu wtórnym – NSSS (ang. *Nuclear Steam Supply System*) wywodziła się wprost z projektu użytego w trzech blokach elektrowni Palo Verde Generating Station. Pro-



Rys. 1. Model budynku reaktora bloku System 80 amerykańskiej firmy Combustion Engineering należącego do generacji II reaktorów energetycznych, który stał się wzorem do opracowania standardowego reaktora koreańskiego OPR-1000, a następnie współczesnego reaktora APR-1400 (fot. Combustion Engineering).

Fig. 1. Model of the reactor building of the Combustion Engineering System 80 unit, belonging to the generation II of power reactors, which became the model for the development of the standard Korean OPR-1000 reactor and then the modern APR-1400 reactor (photo: Combustion Engineering).

jekt wyposażenia pomocniczego wywodził się z rozwiązań bloków 1 i 2 południowokoreańskiej Elektrowni Jądrowej Yeonggwang (Hanbit) zbudowanych w latach 1981–1987 z wykorzystaniem amerykańskich reaktorów Westinghouse WH-F.

Projekt reaktora i bloku energetycznego KSNP/OPR-1000 został wykorzystany do zbudowania w Republice Korei dwunastu bloków jądrowych tego typu w latach 1994–2015 w elektrowniach Hanbit (4 bloki), Hanul (4 bloki), Shin Kori (2 bloki – patrz fot. 2) i Shin Wolsong (2 bloki – patrz fot. 3) – patrz także szczegółowe zestawienie w tabeli 2.



Fot. 2. Bloki 1 i 2 Elektrowni Jądrowej Shin Kori zbudowane na bazie reaktorów OPR-1000 w latach 2006–2012 (fot. KHNP).

Photo 2. Units 1 and 2 of the Shin Kori Nuclear Power Plant built on the basis of OPR-1000 reactors in 2006–2012 (photo: KHNP).



Fot. 3. Elektrownia Jądrowa Shin Wolsong w nocnej scenerii. Na zdjęciu dwa bloki na bazie reaktorów OPR-1000. W starszej części EJ Wolsong pracują 4 bloki z ciężkowodnymi, ciśnieniowymi (PHWR) reaktorami typu CANDU-6 produkcji kanadyjskiej (fot. KHNP).

Photo 3. Shin Wolsong Nuclear Power Plant in night scenery. The photo shows two units based on OPR-1000 reactors. In the older part of the Wolsong NPP, there are four units with heavy-water pressurized (PHWR) CANDU-6 reactors of Canadian make (photo: KHNP).

APR-1400 – blok jądrowy XXI wieku

W końcu lat 1990. sukces programu uruchomienia samodzielnego rozwoju standardowego reaktora energetycznego stał się dla koreańskich firm KEPCO/KHNP impulsem do opracowania większej jednostki, o mocy elektrycznej bloku powiększonej o 40% (do 1400 MW), bazującej na doświadczeniach zgromadzonych w rezultacie rozwoju, budowy i eksploatacji OPR-1000. Koreańscy konstruktorzy, opierając się na sprawdzonej technologii, postanowili zastosować szereg nowych rozwiązań poprawiających zarówno ekonomikę eksploatacji, trwałość, jak i bezpieczeństwo. Stało się również jasne, że celem są nie tylko dostawy dla energetyki krajowej, ale szeroko pojęty eksport nowego bloku na rynki międzynarodowe, umożliwiające konkurowanie na rynkach światowych z innymi wiodącymi konstrukcjami reaktorów ciśnieniowych wodnych PWR generacji III i III+.

Nowy projekt nazwany został KSNP+ lub ulepszony KSNP (ang. *Improved KSNP*), a następnie APR-1400 (ang. *Advanced Power Reactor*; oznaczenie cyfrowe od oczekiwanej mocy elektrycznej bloku: 1400 MW). Wprowadzone zmiany konstrukcyjne wiązały się z udoskonaleniem wielu elementów, poprawą bezpieczeństwa i konkurencyjności ekonomicznej oraz optymalizacją całego bloku jądrowego z myślą o obniżeniu kosztów. Nowa konstrukcja (rys. 2) w dalszym ciągu bliska jest swemu pierwowzorowi: Combustion Engineering System 80, a zdaniem ekspertów większość wprowadzanych zmian należy uznać raczej za ewolucyjne niż rewolucyjne.

Prace rozwojowe nad reaktorem oznaczonym APR-1400 rozpoczęły się w 1992 r. i zakończyły po dziesięciu latach w 2002 r. Koncepcja projektu APR-1400 powstała w wyniku dwuletniego programu badawczego, tzw. pierwszej fazy zamkniętej, w 1994 r., podczas której



Rys. 2. Duży, przekrojowy model bloku jądrowego APR-1400 ustawiony w siedzibie firmy Korea Hydro & Nuclear Power (fot. KHNP).

Fig. 2. A large, cross-sectional model of the APR-1400 nuclear unit set up at the headquarters of Korea Hydro & Nuclear Power (photo: KHNP).

Tabela 2. Bloki energetyczne z południowokoreańskimi reaktorami energetycznymi ciśnieniowo-wodnymi OPR-1000 i APR-1400: elektrownie w Republice Korei i Zjednoczonych Emiratach Arabskich (na podstawie danych *World Nuclear Association*, www.world-nuclear.org).

Table 2. Power units with South Korean OPR-1000 and APR-1400 pressurized water power reactors: power plants in the Republic of Korea and the United Arab Emirates.

Nazwa bloku (nazwa elektrowni i numer bloku)	Typ reaktora	Rozpoczęcie budowy	Pierwsze uzyskanie stanu krytycznego	Pierwsze przyłączenie do sieci	Rozpoczęcie eksploatacji komercyjnej	Moc cieplna bloku [MW]	Moc elektryczna bloku brutto [MW]	Moc elektryczna bloku netto [MW]	Projektowa moc elektryczna bloku netto [MW]	Uwagi
Hanbit 3 (d. Yonggwang 3)	OPR-1000	23-12-1989	13-10-1994	30-10-1994	31-03-1995	2825	1039	986	986	w eksploatacji
Hanbit 4 (d. Yonggwang 4)	OPR-1000	26-05-1990	07-07-1995	18-07-1995	01-01-1996	2825	1022	970	970	w eksploatacji
Hanbit 5 (d. Yonggwang 5)	OPR-1000	29-06-1997	24-11-2001	19-12-2001	21-05-2002	2825	1050	992	992	w eksploatacji
Hanbit 6 (d. Yonggwang 6)	OPR-1000	20-11-1997	01-09-2002	16-09-2002	24-12-2002	2825	1053	993	993	w eksploatacji
Hanul 3 (d. Ulchin 3)	OPR-1000	21-07-1997	21-12-1997	06-01-1998	11-08-1998	2825	1051	997	997	w eksploatacji
Hanul 4 (d. Ulchin 4)	OPR-1000	01-11-1993	14-12-1998	28-12-1998	31-12-1999	2825	1052	999	999	w eksploatacji
Hanul 5 (d. Ulchin 5)	OPR-1000	01-10-1999	28-11-2003	18-12-2003	29-07-2004	2825	1048	998	998	w eksploatacji
Hanul 6 (d. Ulchin 6)	OPR-1000	29-09-2000	16-10-2004	07-01-2005	22-04-2005	2825	1049	997	997	w eksploatacji
Shin Hanul 1	APR-1400	21-07-2012	22-05-2022	09-06-2022	07-12-2022	3983	1455	1414	1340	w eksploatacji
Shin Hanul 2	APR-1400	19-06-2013			planowane 06-2024 r.					w budowie
Shin Hanul 3	APR-1400	planowane 2025 r.								w planach
Shin Hanul 4	APR-1400	planowane 2025 r.								w planach
Shin Kori 1	OPR-1000	16-06-2006	15-07-2010	04-08-2010	28-02-2011	2825	1046	996	996	w eksploatacji
Shin Kori 2	OPR-1000	05-06-2007	27-12-2011	28-01-2012	20-07-2012	2825	1048	996	996	w eksploatacji

Saeul 1 (d. Shin Kori 3)	APR-1400	16-10-2008	29-12-2015	15-01-2016	20-12-2016	3983		1416	1416	w eksploatacji
Saeul 2 (d. Shin Kori 4)	APR-1400	19-08-2009	08-04-2019	22-04-2019	29-08-2019	3983	1494	1418	1418	w eksploatacji
Saeul 3 (d. Shin Kori 5)	APR-1400	01-04-2017			planowane 03-2023 r.					w budowie
Saeul 4 (d. Shin Kori 6)	APR-1400	20-09-2018			planowane 06-2024 r.					w budowie
Shin Wolsong 1	OPR-1000	20-11-2007	06-01-2012	27-01-2012	31-07-2012	2825	1048	997	950	w eksploatacji
Shin Wolsong 2	OPR-1000	23-09-2008	08-02-2015	26-02-2015	24-07-2015	2825	1052	993	993	w eksploatacji
Barakah 1	APR-1400	19-07-2012	07-08-2020	19-08-2020	01-04-2021	3983	1400	1345	1345	w eksploatacji
Barakah 2	APR-1400	16-04-2013	27-08-2021	14-09-2021	24-03-2022	3983	1400	1345	1345	w eksploatacji
Barakah 3	APR-1400	24-09-2014	22-09-2022	08-10-2022	24-02-2023	3983	1400	1345	1345	w eksploatacji
Barakah 4	APR-1400	30-07-2015				3983	1400	1345	1345	w próbach
Cheonji 1	APR+ (1500 MW)				planowane 2022					inwestycja anulowana
Cheonji 2	APR+ (1500 MW)				planowane 2023					inwestycja anulowana
Cheonji 3 (Daejin 1)	APR+ (1500 MW)				planowane 2025					inwestycja anulowana
Cheonji 4 (Daejin 2)	APR+ (1500 MW)				planowane 2026					inwestycja anulowana

konstruktorzy dokonali przeglądu wszystkich obecnych wówczas na rynku światowym projektów reaktorów ciśnieniowych wodnych (PWR) pod kątem spełnienia przyszłych potrzeb i wymagań energetyki jądrowej. Projektowa żywotność bloku została wydłużona z 40 do 60 lat. Zastosowano rozwiązania z obszaru bezpieczeństwa typowe dla generacji III/III+ i znacząco podwyższono odporność bloku: na drgania sejsmiczne przy silnych trzęsieniach ziemi, zalanie w wyniku katastrofalnej powodzi, pożar czy akt terroru – uderzenie pocisku raketowego czy też upadek dużego samolotu komunikacyjnego. Odporność sejsmiczną zabudowań i elementów konstrukcyjnych bloku określono na 0,3 g dla bezpiecznego wyłączenia bloku w warunkach trzęsienia ziemi SSE (ang. *Safe Shutdown Earthquake*). Przyjęto następujące parametry w zakresie bezpieczeństwa eksploatacji:

- projektową częstość uszkodzeń rdzenia (ang. *Core Damage Frequency*): $<1,0 \cdot 10^{-5}/RY^1$;
- projektową częstość uszkodzeń obudowy bezpieczeństwa (ang. *Containment Failure Frequency*): $<1,0 \cdot 10^{-6}/RY$;
- narażenie na promieniowanie: $<1 \text{ man-Sv}/RY^2$.

Dyspozycyjność bloku określono na większą niż 90%, częstość nieplanowanych wyłączeń na mniej niż 0,8 na rok, czas pomiędzy załadunkami paliwa na 18 miesięcy lub dłuższy, czas budowy kompletnego bloku energetycznego na 48 miesięcy (4 lata). Założono, że celem ekonomicznym jest o 20% korzystniejsza struktura kosztów bloku jądrowego, w porównaniu do alternatywnych bloków elektrowni ciepłych wykorzystujących paliwa konwencjonalne.

Podstawowy projekt reaktora i bloku jądrowego spełniający powyższe wymagania projektowe został opracowany w fazie II. Przystąpiono do badań doświadczalnych nad nowymi cechami konstrukcyjnymi wprowadzanymi do projektu w miarę jego rozwoju. Opracowano szczegółowy projekt jądrowego systemu dostawy pary NSSS, konfigurację bloku i specyfikacje jego głównych komponentów. Po ukończeniu projektu wyposażenia pomocniczego bloku, na początku 1999 r. opracowany został „Raport standardowej analizy bezpieczeństwa” SSAR (ang. *Standard Safety Analysis Report*). Kolejny projekt został poddany dalszej optymalizacji w ramach III fazy jego realizacji zakończonej w 2001 r. W maju 2002 r. organ dozoru jądrowego Republiki Korei – KINS (ang. *Korean Institute of Nuclear Safety*) wydał oficjalne zatwierdzenie dla standardowego projektu bloku.

Pierwotny zamiar obejmował budowę 12 jednostek typu APR-1400. W latach 2008–2009 rozpoczęła się budowa pierwszych dwóch bloków APR-1400 w Elektrowni Jądrowej Shin Kori (bloki 3 i 4), oddanych do eksploatacji odpowiednio w 2016 i 2019 r. Kolejne dwa (5 i 6) rozpoczęto w latach 2017–2018 (ich budowa trwa). Ostatnio zdecydowano o zmianie nazwy zespołu 4 istniejących

i dopiero powstających bloków energetycznych APR-1400 w tej lokalizacji na Elektrownię Jądrową Saeul. Kolejne dwa bloki APR-1400 zaczęto budować w EJ Shin Hanul w latach 2012–2013 (patrz fot. 4).

Pierwszy z nich oddano do użytkowania w końcu ubiegłego roku (patrz zestawienie wszystkich projektów wykorzystujących APR-1400 w tab. 2).

Reaktor APR-1400 stał się bazą do opracowania wersji rozwojowej nazwanej APR+, która otrzymała oficjalny certyfikat typu po siedmiu latach prac rozwojowych 14 sierpnia 2014 r. Zwiększona została liczba kaset paliwowych (do 257 szt.), co pozwoliło na powiększenie mocy elektrycznej brutto bloku do 1550 MW. Projekt nowej konstrukcji, który dotychczas nie doczekał się realizacji, przewiduje zwiększenie bezpieczeństwa rdzenia (częstość uszkodzeń o rząd wielkości mniejsza niż w przypadku APR-1400), zwiększenie liczby zapasowych generatorów rezerwowych napędzanych silnikami wysokoprężnymi oraz wprowadzenie dodatkowej redundancji w innych systemach, od których zależy bezpieczeństwo eksploatacji.

Warto w tym miejscu wspomnieć, że prawa licencyjne do rozwiązań reaktora i bloku APR-1400 są przedmiotem sporu prawnego pomiędzy KEPCO/KHNP a amerykańską firmą Westinghouse Electric, która jest obecnie prawnym spadkobiercą dawnego przedsiębiorstwa Combustion Engineering i tym samym projektu bloków System 80/System 80+. Koreańczycy twierdzą, że obecna konstrukcja APR-1400 bardzo daleko odbiega od amerykańskich pierwowzorów sprzed blisko czterech dekad



Fot. 4. Bloki 1 i 2 Elektrowni Jądrowej Shin Hanul podczas budowy. Łącznie w tej lokalizacji zainstalowane są dwa francuskie reaktory Framatome CPI (zbudowane w latach 1983–1989), cztery KHNP OPR-1000 (1997–2005) i dwa najnowsze APR-1400, których budowę rozpoczęto w latach 2012–2013. Pierwszy z nich został włączony do eksploatacji w krajowej sieci elektroenergetycznej 7 grudnia 2022 r. (fot. KHNP).

Photo 4. Units 1 and 2 of the Shin Hanul Nuclear Power Plant during construction. In total, two French Framatome CPI reactors (built in 1983–89), four KHNP OPR-1000 reactors (1997–2005) and two newest APR-1400 reactors, whose construction began in 2012–13, are installed at this location. The first of them was put into operation in the national power grid on December 7, 2022 (photo: KHNP).

¹ RY – Reactor-Year (reaktoro-lat).

² man-Sv (osobo-siwertów).

i ochrona prawna własności intelektualnej nie znajduje tu zastosowania. Amerykanie bronią swoich racji prawnych, konkurując jednocześnie na rynkach światowych z własnym blokiem AP1000, również wykorzystującym rozwiązania wywodzące się z System 80.

Certyfikacja APR-1400 na rynki eksportowe

Firmy KEPCO i KHNP złożyły wstępny wniosek dotyczący certyfikacji APR-1400 do amerykańskiej Komisji Dozoru Jądrowego NRC (ang. *Nuclear Regulatory Commission*) we wrześniu 2013 r., który następnie uzupełniły w grudniu 2014 r. W marcu 2015 r. projekt został przyjęty do przeglądu przez NRC w celu ustalenia zgodności z podstawowymi amerykańskimi wymaganiami technicznymi dla bezpieczeństwa eksploatacji obiektu jądrowego. We wrześniu 2018 r. NRC wydała końcowe sprawozdanie z oceny bezpieczeństwa i zatwierdziła projekt standardowego (ang. *Standard Design Approval*), stwierdzając, że projekt APR-1400 jest technicznie akceptowalny. Certyfikat jest ważny przez 15 lat i może być przedłużony o kolejne 15 lat. 30 kwietnia 2019 r. NRC oficjalnie ogłosiła, że zakończyła proces oceny i wydała decyzję certyfikującą projekt APR-1400. Komisarz NRC Annie Caputo wręczyła prezesowi firmy KHNP Chung Jae-hoon odpowiedni certyfikat dla APR-1400 w siedzibie NRC w Waszyngtonie (patrz fot. 5).

Przyznanie certyfikacji technicznej potwierdza, że projekt reaktora spełnia amerykańskie wymagania bezpieczeństwa, niezależnie od przyszłej lokalizacji placu budowy. Certyfikacja stanowi niezbędny etap przygotowawczy do ewentualnej przyszłej budowy bloku jądrowego APR-1400 w USA, ponieważ można się do niej odwoływać we wnioskach o pozwolenie na budowę i eksploatację dla konkretnych projektów.



Fot. 5. Komisarz amerykańskiego dozoru jądrowego (NRC) Annie Caputo i Prezes KHNP Chung Jae-hoon podczas ceremonii wręczenia certyfikatu dla bloku APR-1400, potwierdzającego, że w pełni spełnia on wymagania bezpieczeństwa obowiązujące w USA (fot. KHNP).

Photo 5. U.S. Nuclear Regulatory Commissioner (NRC) Annie Caputo and KHNP President Chung Jae-hoon during the certification ceremony for the APR-1400 unit, confirming that it fully meets the safety requirements in force in the USA (photo KHNP).

Oprócz certyfikacji NRC otwierającej drzwi do rynku amerykańskiego KEPCO/KHNP przystąpiły do zatwierdzenia APR-1400 przez organizację EUR (ang. *European Utility Requirements*) – techniczną grupę doradczą dla europejskich przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się elektrowniami jądrowymi. Na początku października 2017 r. EUR zatwierdziła modyfikacje wprowadzone do projektu APR-1400 przez KHNP, przede wszystkim związane z awaryjnym chłodzeniem powyłączeniowym reaktora. Decyzja ta otworzyła możliwość eksportu nie tylko na rynki europejskie, ale również do krajów, które wymagają certyfikacji EUR poza Europą, takich jak na przykład Republika Południowej Afryki i Egipt.

Elektrownia Jądrowa Barakah w Zjednoczonych Emiratach Arabskich

W końcu 2009 r. koreański przemysł jądrowy odniósł pierwszy sukces eksportowy – kontrakt na budowę Elektrowni Jądrowej w Barakah. Zjednoczone Emiraty Arabskie (ZEA) to najbardziej innowacyjny i otwarty na śmiałe rozwiązania gospodarcze i technologiczne kraj regionu Zatoki Perskiej. Perspektywa wejścia Emiratów do klubu krajów wykorzystujących energię jądrową dla celów pokojowych pojawiła się po raz pierwszy w kwietniu 2008 r. wraz z publikacją Białej Księgi, zwracającej uwagę na potencjalne korzyści mogące wyniknąć z wprowadzenia energetyki jądrowej do gospodarki narodowej. Decyzja o opracowaniu pokojowego, cywilnego programu energetyki jądrowej została oparta na dogłębnej ocenie przyszłych potrzeb energetycznych. 24 września 2009 r. utworzony został krajowy, federalny urząd dozoru jądrowego – FANR (ang. *Federal Authority for Nuclear Regulation*). W grudniu 2009 r. prezydent Zjednoczonych Emiratów Arabskich Szejk Chalifa ibn Zaid an-Nahajan (1948-2022) wydał decyzję o utworzeniu państwowej spółki ENEC (ang. *Emirates Nuclear Energy Corporation*) z zadaniem realizacji inwestycji służących wdrożeniu energetyki jądrowej i mającej się stać właścicielem przyszłych elektrowni jądrowych.

Do konkursu na budowę pierwszego obiektu energetyki jądrowej w bogatych krajach arabskich stanęła „pierwsza liga” przedsiębiorstw – dostawców technologii podstawowej. Wydawało się początkowo, że po lukratywny kontrakt sięgną obecne od lat na rynkach eksportowych przedsiębiorstwa europejskie lub amerykańskie. Stało się jednak inaczej. 27 grudnia 2009 r. kierownictwo ENEC oznajmiło o wyborze oferty konsorcjum skupionego wokół Korea Electric Power Corporation z Republiki Korei na zaprojektowanie, zbudowanie i długofalowe wsparcie w eksploatacji elektrowni jądrowych zbudowanych w ramach krajowego programu wykorzystania energii jądrowej do celów pokojowych. Wartość kontraktu wyniosła 20 mld. USD. Projekt przewidywał budowę 4 bloków jądrowych

z reaktorami APR-1400, z przewidywanym terminem uruchomienia pierwszego z nich w 2017 r. Koreańczykom niespodziewanie udało się skutecznie wygrać z rywalami posiadającymi bez porównania większe doświadczenie w eksporcie energetycznych technologii jądrowych. Była to jednocześnie pierwsza i jak dotychczas jedyna sprzedaż eksportowa koreańskich reaktorów energetycznych.

Postanowiono, że cztery bloki jądrowe zlokalizowane zostaną w miejscowości Barakah, w zachodnim regionie terytorium ZEA, na wybrzeżu Zatoki Perskiej, około 53 km na południowy zachód od miasta Ruwais, w zachodniej części największego spośród siedmiu Emiratów: Abu Zabi, dość daleko od dużych miast usytuowanych na wschodzie kraju. Lokalizacja ta, podobnie jak większość obszaru Półwyspu Arabskiego, leży w obszarze pustynnym, w strefie klimatu gorącego.

W lipcu 2010 r. ENEC otrzymał od FANR „Licencję na przygotowanie terenu pod budowę obiektu jądrowego”. FANR udzielił również „Ograniczonej licencji na budowę obiektu jądrowego”, umożliwiającej inwestorowi rozpoczęcie wstępnych prac budowlanych w Barakah.

Urząd dozoru jądrowego FANR wydał ostateczną zgodę na lokalizację placu budowy elektrowni w lipcu 2012 r., w ramach procesu zatwierdzania pozwolenia na budowę. Kamień węgielny pod budowę elektrowni wmurowano 14 marca 2011 r. z udziałem prezydenta Republiki Korei Lee Myung-Baka.

Prace budowlane przy pierwszym bloku EJ Barakah rozpoczęły się w dniu 18 lipca 2012 r. Budowa bloku 2 ruszyła w maju 2013 r., bloku 3 we wrześniu 2014 r. i bloku 4 we wrześniu 2015 r. Tym samym w 2015 r., wraz z rozpoczęciem budowy czwartego bloku, Elektrownia Jądrowa Barakah stała się największym na świecie placem budowy energetyki jądrowej, z czterema identycznymi reaktorami budowanymi jednocześnie w jednej lokalizacji.

Pierwszymi kamieniami milowymi w przebiegu budowy EJ Barakah były: ukończenie montażu płyty obudowy bezpieczeństwa budynku reaktora bloku 1 w listopadzie 2013 r., instalacja skraplacza bloku 1 w lutym 2014 r. i montaż pierwszego w ZEA zbiornika reaktora energetycznego bloku 1 w maju 2014 r. We wrześniu 2014 r. rozpoczęto betonowanie obudowy bezpieczeństwa bloku 3, co zbiegło się z uzyskaniem od FANR pozwolenia na budowę dla bloków 3 i 4.

W kwietniu 2014 r. ENEC otworzył w Barakah centrum szkoleniowe STC (ang. *Simulator Training Centre*) przeznaczone dla przyszłych operatorów elektrowni z dwoma w pełni wyposażonymi sterownikami, do symulacji odtwarzających różne warunki ruchowe elektrowni w czasie rzeczywistym.

W 2015 r. poszczególne instalacje nieukończonego bloku 1 uzyskały zasilanie elektryczne. Przystąpiono do montażu zbiornika reaktora bloku 2, a na budowie bloku 4 wykonano pierwsze betonowanie. W 2016 r. utworzona została firma Nawah Energy Company będąca spółką

zależną ENEC. Jej podstawowymi przedmiotami działalności są eksploatacja i utrzymanie ruchu wszystkich czterech bloków EJ Barakah. W bloku 1 przeprowadzono zimną próbę hydrostatyczną CHT (ang. *Cold Hydrostatic Test*), a następnie gorącą próbę funkcjonalną HFT (ang. *Hot Functional Test*). Przystąpiono do montażu zbiornika reaktora bloku 3.

W 2017 r. do bloku 1 po raz pierwszy dostarczono paliwo jądrowe, osiągając kamień milowy FOS (ang. *Fuel On Site*). Na bloku 2 przeprowadzono zimną próbę hydrostatyczną. Rozpoczęto montaż zbiornika reaktora bloku 4. W 2018 r. blok 1 został formalnie uznany za ukończony, z zamiarem uruchomienia go w końcu 2019 lub na początku 2020 r. Również w 2018 r. podano zasilanie elektryczne do instalacji budowanych bloków 3 i 4. W sierpniu tego roku na bloku 2 przeprowadzono gorącą próbę funkcjonalną. W grudniu 2018 r. stwierdzono niewielkie puste pęcherze w betonie obudów bezpieczeństwa bloków 2 i 3. Na bloku 3 zauważono również przeciekanie smaru przez obudowę bezpieczeństwa, co mogło świadczyć o powstałych pęknięciach wewnątrz betonu. Po przeprowadzeniu szczegółowych badań udało się zrealizować odpowiednie naprawy obu obudów.

W marcu 2019 r. pomyślnie przeprowadzono na bloku 2 próbę integralności strukturalnej SIT (ang. *Structural Integrity Test*) oraz próbę szczelności ILRT (ang. *Integrated Leak Rate Test*). 23 stycznia 2019 r. firma ENEC zorganizowała specjalną ceremonię na terenie budowy EJ Barakah, aby uczcić osiągnięcie 50 milionów godzin pracy bez wypadku (ang. *50 million safe work hours without a Lost Time Injury*). Był to niewątpliwym sukcesem służb BHP na budowie tak dużego i technicznie złożonego obiektu. W 2019 r. przeprowadzono gorącą próbę funkcjonalną bloku 3.

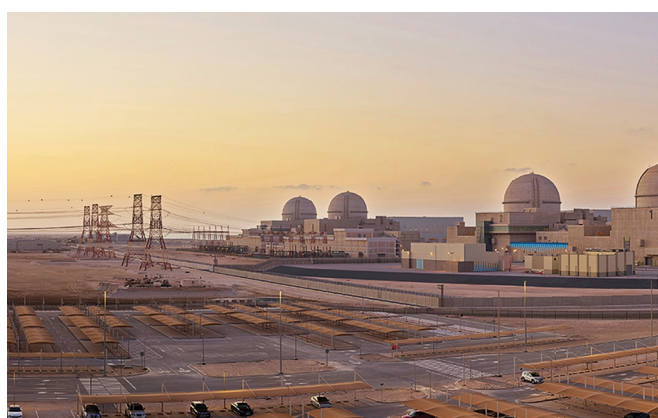
Ostatecznie dopiero w pierwszym kwartale 2020 r. przystąpiono do załadunku paliwa do reaktora bloku 1 – 2,5 r. po pierwotnym terminie wyznaczonym na sierpień 2017 r. Jednak w porównaniu do opóźnień na innych budowach nowych obiektów jądrowych na świecie poślizg ten należy obiektywnie ocenić jako niewielki. 16 lutego 2020 r. Nawah Energy Company otrzymała od urzędu dozoru jądrowego FANR licencję na eksploatację bloku 1 elektrowni. Już po zakończeniu budowy bloku 1 i załadunku paliwa nastąpiło opóźnienie spowodowane przez niedostateczne przygotowanie arabskiego personelu do eksploatacji, co wymagało przeprowadzenia dodatkowego szkolenia i dopracowania instrukcji. 7 sierpnia 2020 r. reaktor bloku 1 uzyskał po raz pierwszy krytyczność, a 19 sierpnia po raz pierwszy zaczął dostarczać energię elektryczną do sieci krajowej ZEA. Od 1 kwietnia 2021 r. rozpoczęto normalną eksploatację komercyjną bloku 1.

14 lipca 2020 r. ENEC oficjalnie zadeklarował ukończenie budowy bloku 2, który formalnie przekazano spółce Nawah w celu przygotowania go do uruchomienia. Urząd dozoru jądrowego FANR wydał firmie Nawah

zezwoleń na eksploatację bloku 2 w marcu 2021 r. Po raz pierwszy drugi reaktor uzyskał krytyczność 27 sierpnia 2021 r., 14 września 2021 r. zaś blok 2 EJ Barakah po raz pierwszy dostarczył energię elektryczną do sieci krajowej ZEA.

Na początku listopada 2021 r. zakończono budowę bloku 3. 22 września 2022 r. uzyskał on po raz pierwszy krytyczność, a 8 października tego roku przyłączono go do sieci energetycznej. Eksploatacja komercyjna rozpoczęła się 24 lutego 2023 r. Tymczasem w lipcu 2022 r. przeprowadzono gorącą próbę funkcjonalną już ukończonego bloku 4. Obecnie trwają ostatnie prace sprawdzające i jego uruchomienie jest kwestią najbliższych miesięcy.

Z czterema pracującymi blokami EJ Barakah (patrz fot. 6 i 7) będzie zaspokajać 25% zapotrzebowania Zjednoczonych Emiratów Arabskich na energię elektryczną



Fot. 6. Cztery bloki EJ Barakah w pustynnym krajobrazie nad brzegiem Zatoki Perskiej. Budowa pierwszej elektrowni jądrowej powstałej na Półwyspie Arabskim stała się przykładem bardzo dobrej organizacji pracy. Opóźnienia w realizacji harmonogramu okazały się nieznaczne, szczególnie w porównaniu do projektów jądrowych realizowanych w innych krajach (fot. ENEC).

Photo 6. Barakah four units in a desert landscape on the shores of the Persian Gulf. The construction of the first nuclear power plant built on the Arabian Peninsula became an example of a very good organization of work. Delays in the implementation of the schedule turned out to be insignificant, especially compared to nuclear projects implemented in other countries (photo: ENEC).



Fot. 7. Sterownia jednego z bloków EJ Barakah. W latach 2021–2023 włączono do sieci trzy bloki APR-1400. Ostatni, czwarty blok ruszy wkrótce (fot. ENEC).

Photo 7. The control room of one of the Barakah NPP units. In 2021–2023, three APR-1400 units were connected to the grid. The last, fourth unit will start soon (photo: ENEC).

i przyczyniać się do zapobiegania emisjom dwutlenku węgla do atmosfery w ilości ok. 22,4 mln ton rocznie. Ostatecznie łączne koszty inwestycyjne dla czterech bloków w EJ Barakah wyniosły 24,4 mld USD, do czego przyczyniło się opóźnienie rozpoczęcia pracy w sieci energetycznej.

Moorside – niedoszły projekt w Wielkiej Brytanii

W latach 2017–2018 koreański reaktor APR-1400 był poważnie rozważaną opcją dla projektu Elektrowni Jądrowej Moorside w Północnej Anglii nad brzegiem Morza Irlandzkiego. Projekt ten przygotowywany był przez spółkę celową NuGen będącą wspólnym przedsięwzięciem firm Engie, Iberdrola oraz SSE (ang. *Scottish and Southern Energy*). W grudniu 2017 r. koreańska firma KEPCO/KHNP została wybrana preferowanym oferentem do nabycia NuGen od Toshiba. Powstała wówczas koncepcja realizacji elektrowni Moorside na bazie dwóch bloków APR-1400. Jednak już w lipcu 2018 r. KEPCO wycofało się, reagując na trudności w finansowaniu potencjalnej inwestycji. Od roku 2020 poważnie rozważa się realizację tego projektu z wykorzystaniem francuskich reaktorów Framatome EPR.

APR-1400 dla ZE PAK – lokalizacja w Pątnowie

Polski projekt pierwszej elektrowni jądrowej, stanowiący próbę wznowienia idei zarzuconej w 1991 r. wraz z przerwaniem budowy EJ Żarnowiec, obecny jest w przestrzeni debaty publicznej naszego kraju od trzech dziesięcioleci. Wśród firm, dostawców podstawowej technologii jądrowej, zabiegających o potencjalne zamówienie praktycznie od początku obecni byli Koreańczycy. Zdawało się jednak, że propozycje KEPCO/KHNP nie mają większych szans przebicia się wobec silnej pozycji oferentów amerykańskich i francuskich. Paradoksalnie w końcu października 2022 r. zbiegły się w czasie dwie decyzje dotyczące wyboru dostawców technologii bloków jądrowych. Po wyborze firmy Westinghouse Electric do realizacji dostaw dla elektrowni, która ma zostać zlokalizowana na wybrzeżu Bałtyku w gminie Choczewo, niespodziewanie oznajmiono o udziale KEPCO/KHNP w projekcie realizowanym przy współpracy Zespołu Elektrowni Pątnów Adamów Konin (ZEPAK) oraz Polskiej Grupy Energetycznej (PGE).

Prywatna firma ZE PAK, której właścicielem w blisko 66% jest Zygmunt Solorz-Żak (twórca i właściciel stacji telewizyjnej Polsat), poprzez firmę Argumenol Investment Company Limited, jest obecnie operatorem dwóch elektrowni ciepłych opalanych węglem brunatnym zlokalizowanych w Pątnowie i Koninie w konińskim zagłębiu węglowym (trzecia elektrownia w Adamowie została już

zlikwidowana). Z racji tego, że na początku lat trzydziestych przewiduje się zamknięcie wydobycia węgla brunatnego i wyłączenie wszystkich konwencjonalnych elektrowni należących do ZE PAK, firma intensywnie poszukuje nowych możliwości odbudowy swych mocy generacyjnych. Początkowe zainteresowanie małymi reaktorami modułowymi w technologii BWRX-300 zastąpiła chęć wejścia w duże bloki jądrowe o ugruntowanych referencjach.

31 października 2022 r. ogłoszono, że Ministerstwo Aktywów Państwowych RP, Ministerstwo Handlu, Przemysłu i Energii Republiki Korei, polskie firmy energetyczne ZE PAK i PGE oraz KHNP na spotkaniu w Seulu podpisały wspólnie list intencyjny w sprawie planu rozwoju elektrowni jądrowej w Pątnowie oraz zawarto porozumienia o współpracy między ministerstwami (fot. 8). Głównym celem tych działań jest opracowanie planu budowy elektrowni jądrowej w Pątnowie w Polsce na bazie technologii bloków APR-1400 (bloki takie, zbudowane w Republice Korei w EJ Saeul w latach 2008–2019, pokazano na fot. 9).

Projekt budowy elektrowni jądrowej w Pątnowie w chwili obecnej (marzec 2023 r.) znajduje się na etapie studium wykonalności. Sprawdzane są warunki co do możliwości budowy dużej elektrowni jądrowej w tej lokalizacji. Warto tu zauważyć, że wszystkie dotychczasowe bloki APR-1400 w Korei i ZEA budowane były na wybrzeżach morskich. Byłaby to zatem pierwsza lokalizacja śródlądowa. W tej okolicy wody do chłodzenia dostarczyć może Jezioro Gosławskie, z którego korzysta obecna Elektrownia Pątnów lub inne położone w okolicy jeziora oraz rzeka Warta. Najprawdopodobniej konieczne byłoby zatem zastosowanie chłodni kominowych – podobnie jak w przy-



Fot. 8. Pamiątkowe zdjęcie z uroczystości podpisania listu intencyjnego dotyczącego elektrowni na bazie bloków APR-1400, jaka miała być stanąć w Pątnowie. Od lewej: Prezes i Dyrektor Generalny KHNP Whang Jooho, Prezes spółki ZE PAK Piotr Woźny, południowokoreański Minister Handlu, Przemysłu i Energii Lee Chang-yang, Minister Aktywów Państwowych Jacek Sasin, większościowy właściciel spółki ZE PAK Zygmunt Solorz-Żak oraz Prezes Zarządu PGE Wojciech Dąbrowski. Seul, Republika Korei, 31 października 2022 r. (fot. KHNP).

Photo 8. Commemorative photo from the ceremony of signing the letter of intent regarding the power plant based on APR-1400 blocks that would be built in Pątnów. From the left: President and CEO of KHNP Whang Jooho, President of ZE PAK Piotr Woźny, South Korean Minister of Trade, Industry and Energy Lee Chang-yang, Minister of State Assets Jacek Sasin, majority owner of ZE PAK Zygmunt Solorz-Żak and President of the Management Board of PGE Wojciech Dabrowski. Seoul, Republic of Korea, October 31, 2022 (photo: KHNP).



Fot. 9. Dwa bloki APR-1400 w EJ Saeul zbudowane w latach 2008–2019. Widoczne są charakterystyczne ozdoby w formie sylwetek ptaków namalowane na kopułach obudów bezpieczeństwa (fot. KHNP).

Photo 9. Two APR-1400 units at the Saeul NPP built in 2008–2019. Characteristic ornaments in the form of bird silhouettes painted on the domes of security enclosures are visible (photo: KHNP.)

padku ostatnio budowanych w Polsce dużych bloków węglowych o parametrach nadkrytycznych (Kozienice B-11, Opole 5 i 6 oraz Jaworzno 910). Problemu tego nie należy jednak demonizować – na przykład amerykańska EJ Palo Verde (3 1400 MW na bazie technologii System 80) zbudowana jest w rejonie pustynnym w zachodniej Arizonie, a do chłodzenia wykorzystuje... wodę z oczyszczonych ścieków komunalnych z okolicznych miast i osiedli.

Na chwilę obecną nie jest pewne, czy projekt bloku będzie podobny do APR-1400 zastosowanych w dotychczas zrealizowanych elektrowniach w Korei Południowej i Zjednoczonych Emiratach Arabskich, czy też potencjalni wykonawcy zdecydują się na planowaną od pewnego czasu odmianę EU-APR-1400 (przeznaczoną na rynki europejskie) z pełną, podwójną obudową bezpieczeństwa, większą redundancją układów bezpieczeństwa i zastosowaniem ostrzejszych kryteriów projektowych.

Co dalej z APR-1400 i programem jądrowym Republiki Korei?

Dojście do władzy w 2017 r. prezydenta Moona Jae-in, który w swej kampanii wyborczej zapowiadał przynajmniej częściowe wycofanie się Republiki Korei z energetyki jądrowej, spowodowało zawieszenie lub anulowanie większości inwestycji w tej dziedzinie. Prezydent Moon wkroczył na co najmniej dyskusyjną i niebezpieczną drogę ograniczenia krajowych inwestycji w atom na rzecz budowy elektrowni gazowych, do których paliwem miał być... rosyjski gaz dostarczany rurociągiem przez *de facto* wrogie terytorium Korei Północnej (analogia z historią niesławnych gazociągów Nordstream 1 i 2 wydaje się tu aż nazbyt wyraźna!).

W maju 2017 r. firma KHNP zawiesiła prace projektowe nad blokami Shin Hanul 3 i 4. W lipcu tego samego roku wstrzymano prace budowlane na blokach Shin Kori 5 i 6 (obecnie Saeul 3 i 4) na okres trzech miesięcy. Całko-

wicie anulowano projekt nowej EJ Cheonji na wschodnim wybrzeżu kraju, która miała zostać wyposażona w cztery reaktory APR+ o mocy jednostkowej 1550 MW.

Równolegle specjalna komisja rządowa przystąpiła do oceny przyszłej polityki kraju w dziedzinie energetyki jądrowej. W październiku 2017 r. komisja ta zaleciła wznowienie budowy bloków 5 i 6 EJ Shin Kori. Prezydent Moon poparł decyzję komisji rządowej, ale dodał, że nie będzie dalszych inwestycji w nowe bloki jądrowe, podając pod wątpliwość dalsze losy projektów Shin Hanul 3 i 4.

Okres prezydentury Moona Jae-in (2017–2022) sparaliżował koreański przemysł jądrowy. Na początku 2021 r. Seulem wstrząsnął skandal związany z ujawnieniem przez opozycję działań administracji Moona prowadzonych od 2018 r., a zmierzających do... pomocy w budowie elektrowni jądrowej w Koreańskiej Republice Ludowo-Demokratycznej właśnie na bazie technologii południowo-koreańskiej.

Zakończenie jego rządów, objęcie urzędu przez nowego prezydenta Yoona Suk-yeola i ogólnosiwiatowy trend powrotu do energetyki jądrowej po inwazji Ukrainy przez Rosję przyniósł oczekiwane odrodzenie i powrót do decyzji dyktowanych zdrowym rozsądkiem.

7 grudnia 2022 r. włączono do eksploatacji blok 1 w EJ Shin Hanul budowany od 2012 r. (fot. 10).

Włączenie do systemu 25. koreańskiego bloku jądrowego poprawiło sytuację w krajowym systemie elektroenergetycznym w okresie zimowym 2022/2023, pozwalając na zmniejszenie zależności kraju od importu gazu ziemnego. Nowy blok pozwolił podwyższyć zimową rezerwę mocy w systemie elektroenergetycznym z 11,7 do 13,3% szczytowego zapotrzebowania, a także zaoszczędzić rocznie 1,4 mln ton importowanego gazu LNG.

Zablokowana z przyczyn politycznych przez administrację Moona budowa bloków 3 i 4 w EJ Shin Hanul ma zostać wznowiona w 2024 r. Nowej polityce sprzyja prezy-



Fot. 10. Kopuły reaktorów bloków 1 i 2 EJ Shin Hanul udekorowano sylwetkami delfinów. Blok 1 został oddany do eksploatacji w grudniu 2022 r. Pełne uruchomienie bloku 2 nastąpi najprawdopodobniej w połowie 2024 r. (fot. KHNP).

Photo 10. The domes of reactors of Units 1 and 2 of the Shin Hanul NPP were decorated with silhouettes of dolphins. Unit 1 was put into operation in December 2022. Full commissioning of Unit 2 will most likely take place in mid-2024 (photo: KHNP).

dent Yoon Suk-yeol, który wspiera aktywność koreańskiego przemysłu jądrowego w kraju i na rynkach eksportowych – w tym w Polsce (patrz wyżej) i w Czechach (projekt EJ Dukovany II). Rządowe wsparcie dla przemysłu jądrowego zostanie zwiększone do ponad 2 bilionów wonów (1,5 miliarda USD) w przyszłym roku, w porównaniu z 1 bilionem wonów w tym roku. Kwoty te przeznaczone są na prace badawczo-rozwojowe, finansowanie inwestycji i gwarancje rządowe.

Warto tu wspomnieć o nowym projekcie bloku i reaktora energetycznego KHNP APR-1000 przeznaczonego na rynki europejskie. Jest to pomniejszona wersja APR-1400, wykorzystująca dotychczasowe doświadczenia konstrukcyjne i eksploatacyjne z reaktorami OPR-1000 i APR-1400. 2 marca 2023 r. KHNP poinformowała, że organizacja European Utility Requirements przyznała, po trwającym przez 22 miesiące procesie oceny, ostateczny certyfikat potwierdzający zgodność projektu APR-1000 z aktualnymi normami i wymaganiami.

Podsumowanie i wnioski

Obowiązujący polski program energetyki jądrowej (PPEJ) przewiduje: „budowę oraz oddanie do eksploatacji w Polsce elektrowni jądrowych o łącznej mocy zainstalowanej od ok. 6 do ok. 9 GWe w oparciu o sprawdzone, wielkoskalowe, wodne ciśnieniowe reaktory jądrowe generacji III(+)”.

Decyzje ogłoszone w końcu 2022 r. stwarzają solidne podstawy do realizacji programu PPEJ. Równoległe wprowadzenie technologii dwóch dostawców reaktorów energetycznych PWR: amerykańskiego AP1000 dla projektu w gminie Choczewo realizowanego przez Polskie Elektrownie Jądrowe Sp. z o.o. i koreańskiego APR-1400 dla projektu ZE PAK i PGE w Pątnowie jest jak najbardziej uzasadnione. Kraje zmierzające do rozbudowy własnego przemysłu jądrowego rozpoczynały od importu technologii właśnie z kilku różnych źródeł. Potwierdza to przykład Republiki Korei, która pierwsze swoje reaktory energetyczne zakupiła w USA, Francji i Kanadzie, zyskując stopniowo kompetencje pozwalające długofalowo na osiągnięcie wysokiego poziomu samodzielności technologicznej.

Niżej zamieszczono szczegółowy opis techniczny bloku jądrowego APR-1400, omówiono systemy i funkcje bezpieczeństwa, a także rozwiązania konstrukcyjne bloku jądrowego na wypadek awarii poważniejszych niż awarie projektowe.

OPIS TECHNICZNY BLOKU JĄDROWEGO APR-1400

Energetyczny blok jądrowy z reaktorem ciśnieniowym wodnym APR-1400 przeznaczony jest do pracy ze znamionową mocą cieplną 3983 MW, znamionową mocą elektryczną brutto (tj. uwzględniającą potrzeby własne bloku) 1455 MW i znamionową mocą elektryczną netto 1400 MW. Projektowa sprawność bloku wynosi 35,1%. Podstawowym moderatorem reakcji łańcuchowej w reaktorze oraz chłodziwem/czynnikiem roboczym w obiegach pierwotnym i wtórnym jest lekka woda. Cykl technologiczny wytwarzania energii w bloku jest zgodny z obiegiem Clausiusa-Rankine'a, w którym zachodzi parowanie i skraplanie czynnika roboczego – wody obiegu wtórnego. Elektrownia z blokami APR-1400 wyposażona jest w pełnoskalowy symulator sterowni bloku jądrowego, typu KINS APR-1400, służący do szkolenia praktycznego i licencjonowania operatorów (patrz fot. 11).

Na rysunku 3 pokazana jest makieta przykładowej elektrowni z dwoma blokami APR-1400, zaś na rysunku 4 przekrój aksonometryczny bloku. W tabeli 3 zestawiono podstawowe dane techniczno-eksploatacyjne bloku.

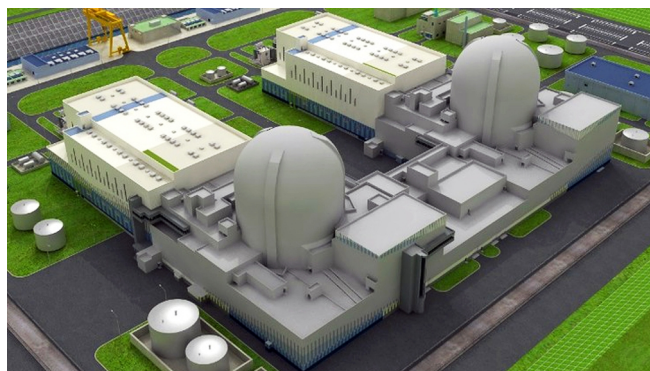
Charakterystyka obiegu pierwotnego

Głównymi elementami obiegu pierwotnego są (patrz rys. 5): reaktor zabudowany w zbiorniku ciśnieniowym, dwie pętle chłodziwa reaktora, z których każda zawiera



Fot. 11. Prezes amerykańskiej National Regulatory Commission Stephen Burns (drugi od lewej) i inni przedstawiciele NRC przystępują się prezentacji Chan Ki Moona (po lewej), dyrektora Departamentu Symulatorów Elektrowni Jądrowych w Koreańskim Instytucie ds. Bezpieczeństwa Jądrowego w Daejeon w Republice Korei. Demonstrowane jest działanie symulatora typu KINS APR-1400 (fot. NRC).

Photo 11. US National Regulatory Commission chairman Stephen Burns (second from left) and other NRC representatives listen to a presentation by Chan Ki Moon (left), director of the Nuclear Power Plant Simulation Department at the Korea Institute for Nuclear Safety in Daejeon, Republic of Korea. The operation of the KINS APR-1400 type simulator is demonstrated (photo: NRC)



Rys. 3. Widok ogólny makiety zabudowań elektrowni jądrowej złożonej z dwóch bloków APR-1400 (rys. KHNP).

Fig. 3. General view of the mock-up of the buildings of the nuclear power plant consisting of two APR-1400 units (fig. KHNP).

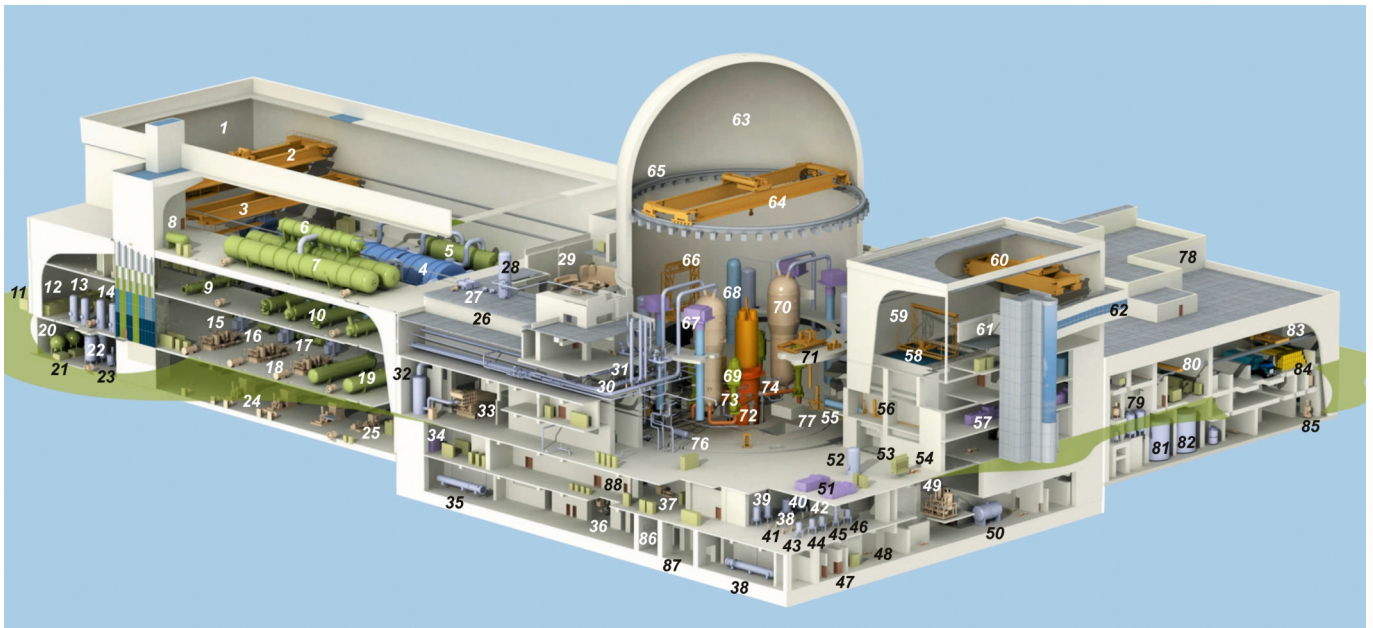
jedną gałąź „gorącą”, dwie gałęzie „zimne”, wytwornicę pary i dwie główne pompy chłodziwa reaktora oraz stabilizator ciśnienia podłączony przewodem rurowym do jednej z gałęzi „gorących”. Dwie wytwornice pary i cztery główne pompy chłodziwa obiegu pierwotnego usytuowane są symetrycznie względem zbiornika reaktora (patrz widok z góry na rys. 5). Wytwornice pary zabudowane są powyżej zbiornika reaktora dla zapewnienia naturalnej cyrkulacji. W celu odpowietrzania i drenażu stabilizator ciśnienia i jego rurociąg wyrównawczy umieszczone są powyżej rurociągów chłodziwa reaktora.

Znamionowy wydatek przepływu wody chłodzącej w obiegu pierwotnym wynosi 20 991 kg/s, a jej ciśnienie 15,5 MPa (bezwzgl.). Temperatura wody obiegu pierwotnego na wlocie do reaktora równa jest 290,6°C, zaś na wylocie 323,9°C. Średni przyrost temperatury wody podczas jej przepływu przez reaktor wynosi 34,66°C. Warto w tym miejscu zwrócić uwagę, że temperatura wylotowa została obniżona z poziomu 327°C (przy znamionowym ciśnieniu roboczym 15,5 MPa), przyjętej w poprzednich konstrukcjach, do 323,9°C, dla ograniczenia narażeń związanych z możliwością korozyjnego pęknięcia rurek wymiany ciepła w generatorach pary.

Zbiornik ciśnieniowy reaktora

Zbiornik ciśnieniowy reaktora ma kształt cylindryczny z integralną sferyczną dennicą i demontowalną sferyczną pokrywą górną (patrz rys. 6). W zbiorniku umieszczone są zespoły paliwowe, pręty regulacyjne/bezpieczeństwa, układy sterowania i oprzyrządowanie pomiarowe. Projekt techniczny zbiornika powstał na bazie analizy wytrzymałościowej i zmęczeniowej pod wpływem czynników narażeniowych: przede wszystkim wysokiej temperatury, ciśnienia i bombardowania strumieniem neutronów. Ciśnienie projektowe zbiornika wynosi 17,2 MPa (bezwzgl.), zaś temperatura projektowa 343,3°C.

Zbiornik połączony jest z innymi elementami obiegu pierwotnego reaktora poprzez króćce dysz wlotowych i wylotowych dwóch pętli chłodzenia: razem sześć



Rys. 4. Przekrój bloku jądrowego z reaktorem KEPCO/KHNP APR-1400 (rys. KHNP, opisy autora):

1 – budynek maszynowy, 2 – główny dźwig suwnicowy, 3 – pomocniczy dźwig suwnicowy, 4 – generator synchroniczny, 5 – oddzielacz wilgoci, przegrzewacz pary, 6 – odgazowywacz, 7 – zbiornik magazynowy odgazowywacza, 8 – zbiornik buforowy zamkniętego obiegu wody chłodzącej budynku maszynowego, 9 – podgrzewacze wody zasilającej niskiego ciśnienia, 10 – podgrzewacze wody zasilającej wysokiego ciśnienia, 11 – system chłodzenia w obiegu zamkniętym, 12 – sprężarki powietrza, 13 – zbiorniki sprężonego powietrza, 14 – czerpnia powietrza, 15 – pompy wody zasilającej napędzane przez turbinę, 16 – zbiornik drenażowy oddzielacza wilgoci, 17 – zbiornik drenażowy przegrzewacza międzystopniowego, 18 – turbiny „A”, „B” i „C” do napędu pomp wody zasilającej, 19 – podgrzewacze wody zasilającej wysokiego ciśnienia, 20 – zbiorniki wymienników jonitowych o mieszanym złożu, 21 – wychwytywacz zużytych jonitów, 22 – zbiornik wymiennika kationitowego, 23 – zbiornik amoniaku, 24 – pompa wspomagająca wody zasilającej, 25 – układy rozruchowe pompy wody zasilającej, 26 – budynek pomocniczy, 27 – zapasowy wentylator wydmuchowy pomieszczenia agregatów prądotwórczych z silnikami wysokoprężnymi, 28 – zbiornik buforowy zamkniętego układu wody chłodzącej, 29 – sterownia główna, 30 – główny rurociąg parowy, 31 – zawór bezpieczeństwa głównego rurociągu parowego, 32 – tłumik spalin z silnika wysokoprężnego agregatu prądotwórczego, 33 – agregat prądotwórczy zasilany silnikiem wysokoprężnym, 34 – rozdzielnia 480 V odbiorników stale nie wchodzących w skład systemów bezpieczeństwa, 35 – wymiennik ciepła, 36 – pompa systemu chłodzenia powyłaczeniowego, 37 – pomocnicze pompy wody zasilającej o napędzie silnikowym, 38 – wymiennik ciepła systemu chłodzenia powyłaczeniowego, 39 – układ filtracji i demineralizacji wody basenu wypalonego paliwa jądrowego, 40 – układ odmulania wytwornicy pary, 41 – filtr drenażowy zbiornika reaktora, 42 – filtr odmulania wytwornicy pary, 43 – wstępny wymienniacz jonowy, 44 – oczyszczający wymienniacz jonowy, 45 – wymienniacz jonowy układu kondycjonowania wody borowej, 46 – wymienniacz jonowy deborujący, 47 – system monitoringu promieniowania, 48 – pompa podtrzymująca, 49 – zbiornik stężonego kwasu borowego, 50 – zbiornik drenażowy, 51 – wywietrznik z zespołem oczyszczania powietrza z budynku pomocniczego, 52 – zbiornik regulacji objętości, 53 – chłodnica wody basenu wypalonego paliwa, 54 – pompa układu chłodzenia wody basenu wypalonego paliwa, 55 – rura transportowa zestawów paliwowych, 56 – wózek i podnośnik transportowy zespołów paliwowych w strefie przemieszczania paliwa, 57 – zespół oczyszczania powietrza na wywietrzniku awaryjnym ze strefy przemieszczania paliwa, 58 – basen wypalonego paliwa, 59 – maszyna przeładowca zespołów paliwowych, 60 – dźwig suwnicowy strefy przemieszczania paliwa, 61 – platforma obserwacyjna, 62 – korytarz, 63 – budynek obudowy bezpieczeństwa, 64 – obrotowy dźwig suwnicowy, 65 – szyny jezdne obrotowego dźwigu suwnicowego, 66 – strefa wymiany prętów regulacyjnych/bezpieczeństwa, 67 – kanał powietrza chłodzącego tłoczonego przez wentylatory obudowy bezpieczeństwa, 68 – stabilizator ciśnienia, 69 – zbiornik wtrysku bezpieczeństwa, 70 – wytwornica pary, 71 – maszyna przeładowca zespołów paliwowych, 72 – zbiornik reaktora, 73 – główna pompa chłodzenia reaktora obiegu pierwotnego, 74 – gałąź „gorąca” rurociągu obiegu pierwotnego, 75 – gałąź „zimna” rurociągu obiegu pierwotnego, 76 – zbiornik oleju głównej pompy chłodzenia reaktora, 77 – podnośnik transportowy zespołów paliwowych, 78 – budynek wielofunkcyjny zawierający również sterownię reaktora, 79 – filtry węglowe, 80 – dźwig suwnicowy, 81 – zbiornik składowania długotrwałego, 82 – zbiornik zużytego jonitu o niskiej radioaktywności, 83 – dźwig suwnicowy, 84 – strefa składowania odpadów promieniotwórczych w beczkach, 85 – kompaktor (ugniatacz) stałych odpadów promieniotwórczych, 86 – pompa chłodzenia powyłaczeniowego, 87 – pompa wtrysku bezpieczeństwa, 88 – pompa wody zasilającej z napędem turbinowym.

Fig. 4. Cross-section of the nuclear unit with the KEPCO/KHNP APR-1400 reactor (fig. KHNP, author's description).

przyłączy przewodów rurowych obiegu pierwotnego: cztery wlotowe – „zimne” i dwa wylotowe – „gorące”. Zbiornik wyposażony jest dodatkowo w cztery dysze DVI (ang. *Direct Vessel Injection*) przeznaczone do bezpośredniego awaryjnego wtrysku chłodziwa, umieszczone po jednej nad każdą z dysz wlotowych „zimnych” gałęzi rurociągów obiegu pierwotnego i 61 dysz dla czujników pomiarowych wewnątrz rdzenia (ICI – ang. *In-Core Instrumentation*).

Do dysz awaryjnego wtrysku wody DVI (ang. *Direct Vessel Injection*) do zbiornika ciśnieniowego reaktora

dołączone są rurociągi czterech linii mogących w sytuacji awaryjnej dostarczyć wodę ze zbiornika zapasowego wody umieszczonego wewnątrz obudowy bezpieczeństwa reaktora IRWST (ang. *In-containment Refueling Water Storage Tank*). W gałęziach „gorących” obiegu pierwotnego zainstalowane są sondy poziomu wody dla monitorowania poziomu chłodziwa podczas pracy z wodą w połowie pętli.

Żywotność zbiornika ciśnieniowego reaktora została wydłużona do 60 lat eksploatacji dzięki zastosowaniu do jego budowy stali niskowęglowej (stop SA508, Grade 3,

Tabela 3. Dane techniczne bloku jądrowego APR-1400.**Table 3.** Technical data of the APR-1400 nuclear unit.**Dane ogólne**

Typ reaktora	ciśnieniowy wodny (PWR)
Moc cieplna	4000 MW
Moc elektryczna brutto	1400 ÷ 1455 MW
Moc elektryczna netto	1345 ÷ 1416 MW
Projektowy czas eksploatacji	60 lat
Projektowa odporność sejsmiczna	SSE 0,3g

Dane eksploatacyjne

Średnia dyspozycyjność	90% lub wyższa
Nieplanowane wyłączenia	0,8 raza na rok lub mniej
Okres pomiędzy przeładowaniami paliwa	18 miesięcy
Zdolność zrzucenia obciążenia	utrzymanie zasilania potrzeb własnych przy 100% zrzucie obciążenia

Dane związane z bezpieczeństwem

Częstość uszkodzeń rdzenia	$1,0 \times 10^{-5}/RY^*$ lub mniejsza
Częstość uszkodzeń obudowy bezpieczeństwa	$1,0 \times 10^{-6}/RY^*$ lub mniejsza
Narażenie na promieniowanie	1 man-Sv/ RY^* lub mniejsza
Rezerwa termiczna	10% lub większa
Podnoszenie bloku po całkowitej utracie zasilania bloku (ang. <i>station blackout</i>)	minimum 8 godzin
Obudowa bezpieczeństwa	konstrukcja z betonu sprężonego

*RY – Reactor-Year (reaktoro-lat); man-Sv (osobo-siwertów).

Jądrowy system dostawy pary

Liczba pętli chłodzenia	2
Objętość obiegu pierwotnego, łącznie ze stabilizatorem ciśnienia	334,9 m ³
Wydajność pary w normalnych warunkach pracy	5 769 695 kg/h

System chłodzenia reaktora

Natężenie przepływu wody w obiegu pierwotnym	1 689 m ³ /min
Znamionowe ciśnienie pracy	158,2 kg/cm ² (15,514 MPa)
Temperatura wody chłodzącej na wlocie do zbiornika reaktora	290,6°C
Temperatura wody chłodzącej na wylocie ze zbiornika reaktora	323,9°C

Rdzeń reaktora

Aktywna długość rdzenia	381 cm
Równoważna średnica rdzenia	365 cm
Średnia liniowa gęstość mocy	17,92 kW/m
Liczba kaset paliwowych	241
Liczba elementów sterujących	93
Czas pomiędzy dwoma kolejnymi przeładunkami paliwa	18 miesięcy

Zbiornik reaktora

Średnica wewnętrzna obudowy cylindrycznej	462,92 cm
Grubość ścianki obudowy cylindrycznej	minimum 23,0 cm
Całkowita wysokość	14,63 m

Wytwornica pary

Typ	pionowy z rurami grzejnymi w kształcie odwróconej litery U
Powierzchnia wymiany ciepła w wytwornicy	9,522.6 m ²
Ciśnienie w obiegu pierwotnym/wtórny	158,2 / 75,2 kg/cm ² (15,514 / 7,375 MPa)
Maks. zawartość wilgoci w wytwornicy	0,25% lub mniej

Pompy chłodziwa obiegu pierwotnego

Typ	jednostopniowa, odśrodkowa, pionowa
Znamionowe natężenie przepływu	461,3 m ³ /min
Prędkość obrotowa	1190 obr./min

Stabilizator ciśnienia

Całkowita objętość	68,9 m ³
Objętość pary (przy pełnej mocy)	34,9 m ³
Temperatura / ciśnienie projektowe	371°C / 175,8 kg/cm ² (17,240 MPa)
Moc grzałek elektrycznych	2400 kW

Obudowa bezpieczeństwa

Typ	cyldryczna z betonu sprężonego z wewnętrznym płaszczem stalowym
Średnica wewnętrzna	45,7 m
Wysokość	76 m
Normalna temperatura pracy	48,9°C

Turbina

Typ	tandemowa turbina zespolona, łopatki ostatniego stopnia (LSB) 52 cali (132,08 cm)
Znamionowa prędkość obrotowa	1800 obr./min (dla systemu 60 Hz)

Generator

Typ	synchroniczny; 4-biegunowy
Napięcie znamionowe	24 kV (3-faz.)
Częstotliwość	50/60 Hz

Class 1), o zredukowanej zawartości miedzi, niklu, fosforu i siarki w stosunku do wcześniej stosowanych stopów, co poprawiło odporność na pęknięcie. Zbiornik reaktora jest zaprojektowany do osiągnięcia pod koniec okresu eksploatacji parametru RTNDT (ang. *Reference Temperature for Nil-Ductility Transition*), czyli temperatury odniesienia dla przejścia w stan kruchy wynoszącej 21,1°C.

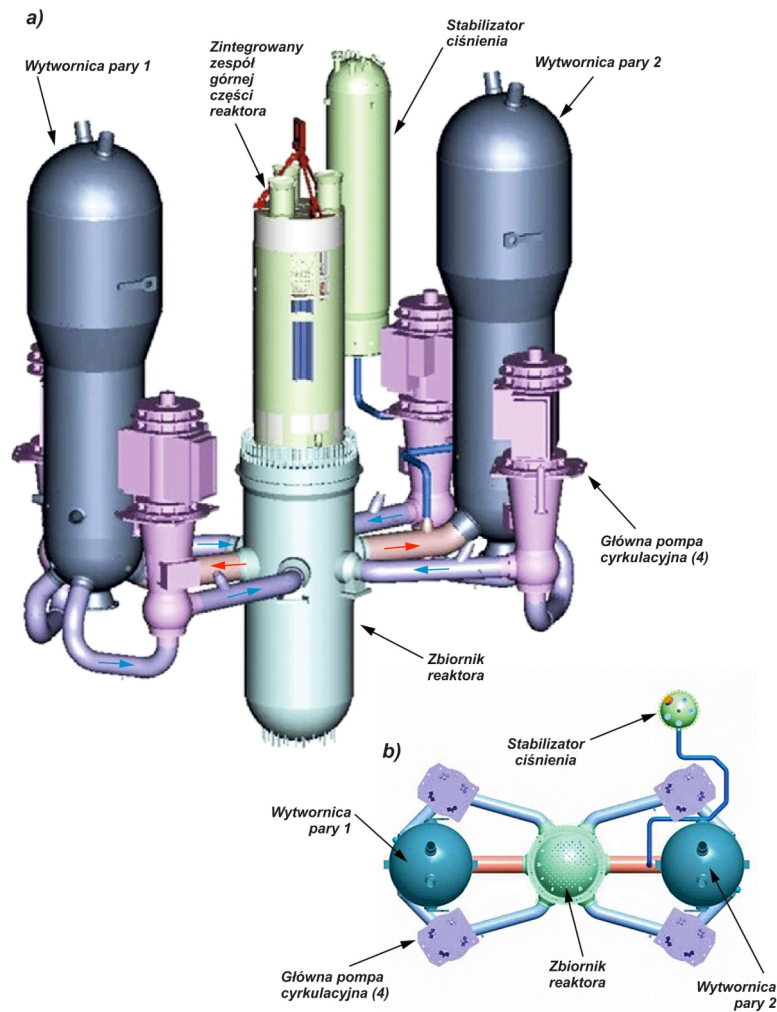
Główna część zbiornika reaktora technologicznie dzieli się na walcowaną część środkową z kołnierzem łączącym z pokrywą górną, sferyczną dennicę dolną i trzy konstrukcje wsporcze wyposażenia wewnętrznego: górną, środkową i dolną. Walcowata część obudowy o średnicy wewnętrznej 4655 mm wraz z kołnierzem łączącym dla pokrywy górnej wykonywana jest jako odkuwany pierścień z zagłębieniem na powierzchni wewnętrznej, o które zapiera się tuleja z podwieszonym nań wyposażeniem wewnętrznym rdzenia reaktora. Grubość ściany części cylindrycznej zbiornika wynosi 284 mm. Trzy konstrukcje wsporcze wyposażenia

wewnętrznego, część pierścieniowa obudowy i dennica są spawane ze sobą. Króćce sześciu dysz głównych gałęzi obiegu pierwotnego, czterech dysz DVI i 61 dysz ICI wykonane są w formie odkuwek wspawanych w główny korpus zbiornika. Górna pokrywa zbiornika stanowi osobny zespół i mocowana jest do części głównej połączeniami śrubowymi. W pokrywę górną wspawane są króćce – przepusty cięgien prętów regulacyjnych/bezpieczeństwa.

Całkowita wysokość wewnętrzna zbiornika reaktora wynosi 14 800 mm, zaś masa transportowa 573 tony.

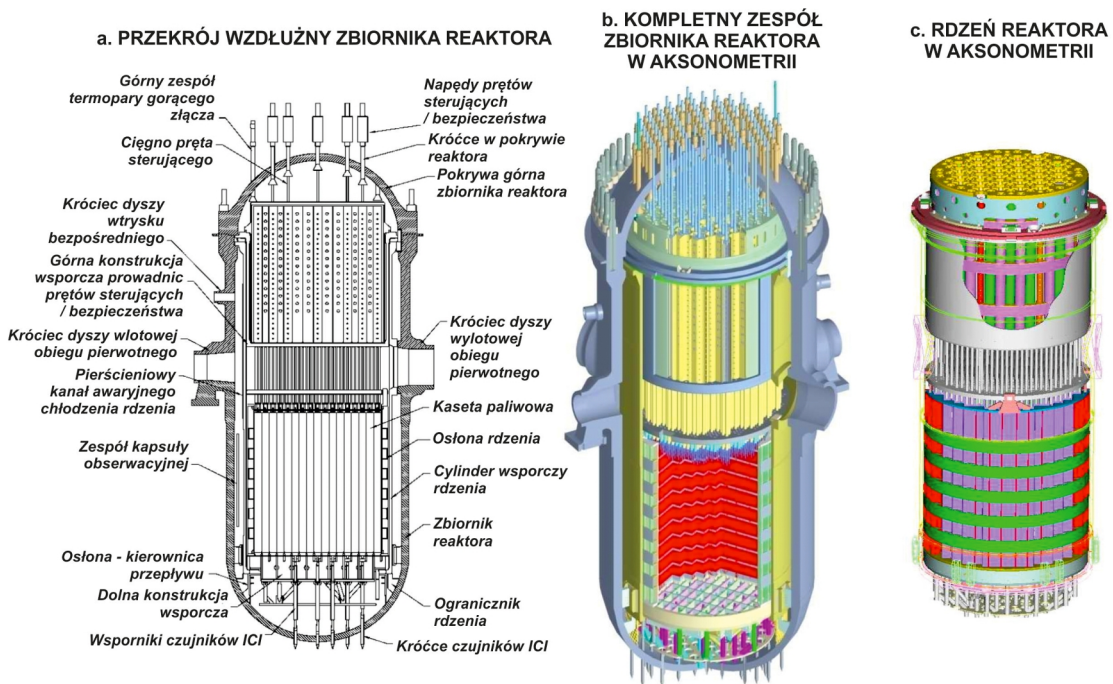
Wyposażenie wewnętrzne reaktora

Na zestaw wewnętrznych konstrukcji wsporczych rdzenia reaktora składają się następujące elementy: górna konstrukcja wsporcza przewodnic elementów regulacyjnych (prętów sterujących/ bezpieczeństwa), cylinder wsporczy rdzenia oraz dolna konstrukcja wsporcza. Ich zadaniem



Rys. 5. Podstawowe elementy obiegu pierwotnego bloku jądrowego APR-1400: a) rysunek aksonometryczny; b) widok z góry (rys. KHNP, opisy autora).

Fig. 5. Basic elements of the primary circuit of the APR-1400 nuclear unit: a) axonometric drawing; b) top view (fig. KHNP, author's descriptions).



Rys. 6. Konstrukcja wewnętrzna reaktora energetycznego typu APR-1400 (rys. KHNP, opisy autora).

Fig. 6. Internal structure of the APR-1400 type power reactor (fig. KHNP, author's descriptions).

jest podtrzymywanie zespołów paliwowych oraz elementów regulacyjnych, a także odpowiednie ukierunkowanie przepływu chłodziwa przez reaktor. Woda chłodząca obiegu pierwotnego wpływa do wnętrza reaktora przez króćce czterech dysz wlotowych, spływa na dno przez pierścień umieszczony pomiędzy ścianami zbiornika a cylindryczną konstrukcją wsporczą rdzenia, przechodzi przez ażurowe dno pod rdzeniem, a następnie unosi się ogrzewana przez zespoły paliwowe (w których odbywa się reakcja łańcuchowa) i kolejno opuszcza zbiornik reaktora przez dwie dysze wylotowe, płynąc do dwóch gałęzi „gorących” obiegu pierwotnego.

Cylindryczna konstrukcja wsporcza rdzenia i konstrukcja wsporcza przewodnic elementów sterujących zawieszona są na wgłębieniu wykonanym w kołnierzu głównej części zbiornika ciśnieniowego. W stosunku do wcześniejszych konstrukcji grubość kołnierza została zwiększona, aby sprostać zaostrożnym wymaganiom sejsmicznym. Wszystkie elementy wewnętrzne reaktora wykonane są z austenitycznej stali nierdzewnej z wyjątkiem dolnego pierścienia dociskowego ze stali nierdzewnej o podwyższonej wytrzymałości. Zadaniem tego pierścienia jest amortyzowanie drgań wywołanych obciążeniami w kierunku poosiowym pochodzącymi od wewnętrznych elementów reaktora.

Umieszczona nad rdzeniem konstrukcja wsporcza przewodnic elementów sterujących składa się z płyty pozycjonującej kasety paliwowej, rur osłonowych elementów sterujących, górnej płyty pozycjonującej i osłon elementów sterujących. Podczas operacji wymiany paliwa kompletny zespół konstrukcji wsporczej przewodnic elementów sterujących podwieszany jest do specjalnej platformy, a następnie podnoszony w całości dźwigiem suwnicowym i wyjmowany z wnętrza reaktora.

Rdzeń reaktora i kasety paliwowe

Rdzeń reaktora APR-1400 przeznaczony jest do wytwarzania znamionowej mocy cieplnej wynoszącej 3987 MW przy średniej objętościowej gęstości mocy 100,9 W/cm³. Rdzeń reaktora składa się z 241 kaset paliwowych z elementami paliwowymi w formie rurek ze stopu cyrkonowego zawierających pastylki z dwutlenku uranu (UO₂) o niskim stopniu wzbogacenia. Reakcja łańcuchowa w rdzeniu regulowana jest z użyciem 93 elementów sterujących – CEA (ang. *Control Element Assembly*), z czego 76 ma pełną zdolność regulacyjną, pozostałe 17 zaś zmniejszoną zdolność regulacyjną. Pręty o pełnej zdolności regulacyjnej zawierają pastylki wykonane z węgla boru (B₄C), zaś pręty o zmniejszonej zdolności regulacyjnej wykonane są ze stopu niklowego Inconel 625.

Rdzeń jest zaprojektowany na cykl operacyjny większy lub równy 18 miesięcy z wypaleniem oszacowanym na 60 000 MWD/MTU (ang. *Megawatt Days per Metric Ton of Uranium* – miara wykorzystania paliwa jądrowego, wyrażona jako ilość energii wytwarzanej na jednostkę masy

paliwa). Ciepły margines bezpieczeństwa został zwiększony o ponad 10% w celu poprawy bezpieczeństwa eksploatacji i wydajności operacyjnej reaktora. W części elementów paliwowych paliwo uranowe zmieszane jest z tlenkiem gadolinu (Gd₂O₃), którego zadaniem jest tłumienie nadmiernej reaktywności w początkowym okresie po załadunku świeżego paliwa oraz dla uzyskania bardziej wyrównanego rozkładu mocy wytwarzanej w rdzeniu. Rozkład strumienia neutronów w rdzeniu jest monitorowany za pomocą 45 zespołów czujników ICI (ang. *In Core Instrumentation*), które mogą być montowane w 61 punktach rdzenia (część tych punktów pozostaje zatem niewykorzystana).

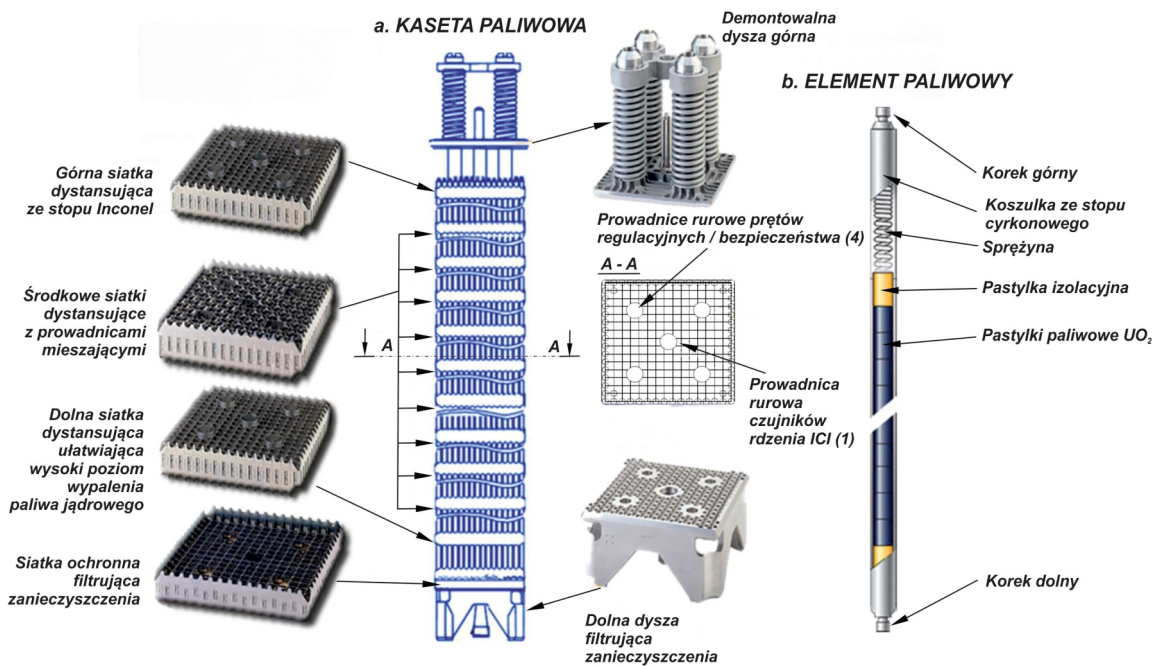
W projekcie rdzenia uwzględniono możliwość wykorzystania paliwa typu MOX (mieszanka dwutlenku uranu i dwutlenku plutonu, UO₂ + PuO₂) do 1/3 objętości rdzenia. W przypadku zastosowania tego paliwa wykorzystywane jest dodatkowo 8 rezerwowych elementów sterujących, które normalnie (w przypadku stosowania paliwa wyłącznie uranowego) pozostają odstawione.

Reaktor zaprojektowany jest do pracy z regulowaną mocą w zależności od zmian zapotrzebowania mocy w systemie energetycznym w ciągu doby.

Kaseta paliwowa (patrz rys. 7a) o przekroju kwadratowym składa się z elementów paliwowych, siatek dystansujących: górnej, dolnej i środkowych, dyszy górnej i dolnej stanowiącej podstawę kasety. Elementy paliwowe rozmieszczone są na planie siatki dystansującej z macierzą 16 16 oczek. Wewnątrz prostokąta siatki umieszczone są cztery rurowe przewodnice elementów sterujących (rozmieszczone symetrycznie na planie naroży kwadratu), a w środku piąta przewodnica rurowa przeznaczona dla czujnika ICI. Miejsca zajęte przez przewodnice zmniejszają liczbę oczek macierzy dostępnych dla elementów paliwowych do 236.

Element paliwowy (patrz rys. 7b) wykonany jest w formie cienkościennej rurki ze stopu cyrkonowego, wypełnionej pastylkami UO₂ lub UO₂+Gd₂O₃ zakończonych na górze i na dole korkami zamykającymi i wyposażonej w wewnętrzną sprężynę dociskową umieszczoną w górnej części rurki.

W zmodernizowanej wersji kaseta paliwowa o nazwie Plus-7 zapewnia podwyższoną wydajność cieplno-hydrauliczną i jądrową oraz integralność strukturalną. Przewodnice mieszające przepływ chłodziwa o wysokiej wydajności termicznej, powodujące stosunkowo małe, lokalne spadki ciśnienia, zostały użyte we wszystkich środkowych siatkach dystansujących, w celu zwiększenia cieplnego marginesu bezpieczeństwa powyżej 10%, co zostało potwierdzone w teście CHF (ang. *Critical Heat Flux*). Optymalizacja konstrukcji kasety paliwowej oraz zastosowanie koszulek elementów paliwowych ze stopu cyrkonowo-niobowego (Zr-Nb) pozwala na zwiększenie poziomu wypalenia paliwa.



Rys. 7. Budowa kasety paliwowej i elementu paliwowego (rys. KHNP, opisy autora).
 Fig. 7. Construction of the fuel assembly and fuel element (fig. KHNP, author's descriptions).

Lepsze wykorzystanie strumienia neutronów uzyskano poprzez wprowadzenie osłon osiowych na obu końcach strefy aktywnej elementów paliwowych. Wytrzymałość na wyoboczenie środkowych siatek dystansujących zwiększono poprzez wprowadzenie paskowych elementów wzmacniających i optymalizując wysokość siatek. Modyfikacje te podwyższyły odporność kasety paliwowej na uszkodzenia od wstrząsów sejsmicznych, pozwalając na zachowanie integralności konstrukcji nawet w przypadku wystąpienia silnego narażenia mechanicznego. Udało się również zoptymalizować styk elementów paliwowych ze środkowymi siatkami dystansującymi w celu ograniczenia korozji cierniej. Zastosowanie dolnej dyszy pełniącej rolę filtra zanieczyszczeń DFBN (ang. *Debris-Filter Bottom Nozzle*) pozwala na wychwytywanie ze strumienia chłodziwa cząstek stałych mogących uszkodzić ciernie koszulki elementów paliwowych.

Systemy przemieszczania i przeładunku paliwa jądrowego

System obsługi paliwa przeznaczony jest do bezpiecznego i szybkiego przeprowadzenia przeładunku kaset paliwowych w rdzeniu reaktora od momentu otrzymania świeżych kaset paliwowych do ekspedycji wypalonego paliwa jądrowego poza blok elektrowni. W skład systemu wchodzi maszyna przeładowcza, platforma do wymiany elementów sterujących, system przemieszczania paliwa, podnośnik kaset z paliwem świeżym, podnośnik elementów sterujących i maszyna do przemieszczania kaset z wypalonym paliwem. Maszyna przeładowcza zainstalowana jest wewnątrz budynku reaktora. Jej zadaniem jest przemieszczanie kaset paliwowych do/z rdzenia reaktora i pomiędzy

rdzeniem a systemem przemieszczania paliwa. Maszynowo odbywa się również przemieszczanie kaset z wypalonym paliwem w budynku paliwowym pomiędzy budynkiem reaktora a basenem tymczasowego składowania wypalonego paliwa.

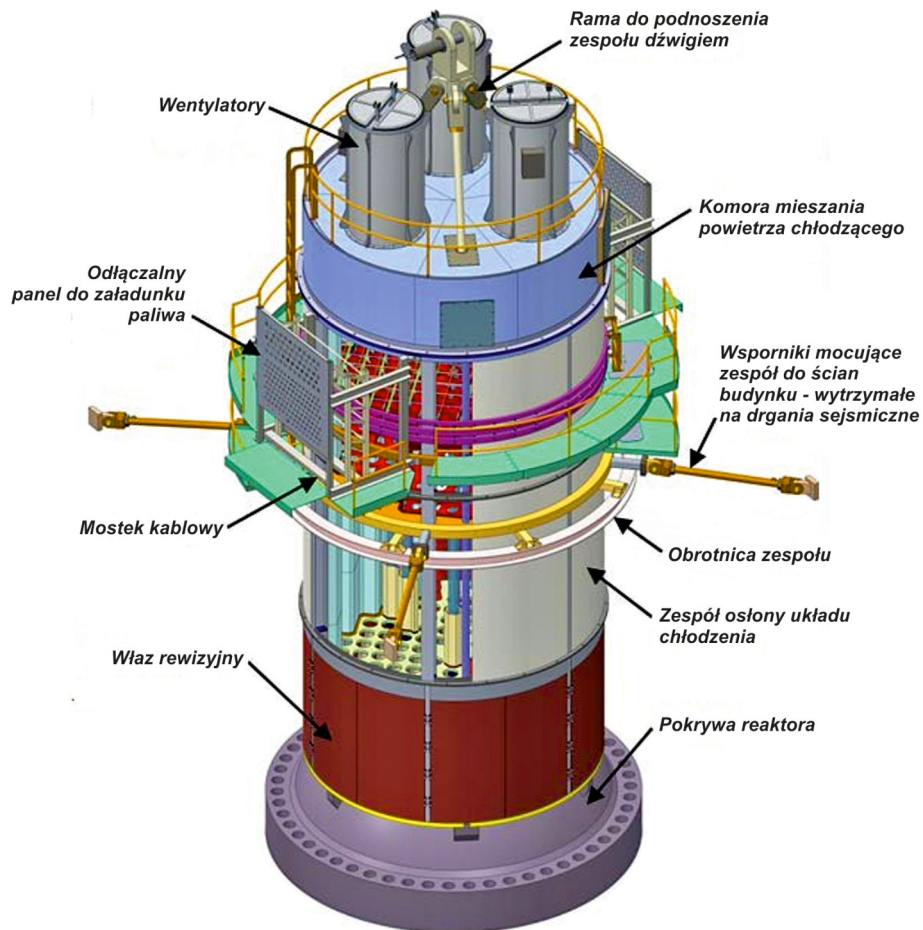
Zintegrowany zespół głowicy reaktora (IHA)

Zintegrowany zespół głowicy (IHA – ang. *Integrated Head Assembly*) górnej części reaktora składa się z systemu chłodzenia układu elementów sterujących (prętów regulacyjnych/bezpieczeństwa), zespołu osłony układu chłodzenia, zestawu termopar z podgrzewanym złączem oraz konstrukcji do podwieszania głowicy na dźwigu suwnicowym budynku obudowy bezpieczeństwa. W starszych rozwiązaniach konstrukcyjnych analogiczne elementy były często demontowane, oddzielnie przechowywane i ponownie składane razem podczas operacji wymiany paliwa w reaktorze. Głowica IHA jest strukturą łączącą i integrującą wszystkie te elementy w jeden zespół pokazany na rysunku 8.

Głównym zadaniem głowicy IHA jest integracja wszystkich elementów niezbędnych przy operacji wymiany paliwa. Wykorzystanie tego zespołu przyczynia się do zmniejszenia narażenia personelu obsługowego na promieniowanie, ponieważ skraca się czas demontażu i montażu elementów górnej części reaktora.

Wytwornice pary

Energetyczny blok jądrowy APR-1400 wyposażony jest w dwie wytwornice pary w układzie pionowym. Ich podstawowym zadaniem jest wymiana ciepła pomiędzy wodą



Rys. 8. Zintegrowany zespół głowicy reaktora (rys. KHNP, opisy autora).
Fig. 8. Integrated reactor head assembly (fig. KHNP, author's descriptions).

pod wysokim ciśnieniem obiegu pierwotnego a wodą zasilającą obiegu wtórnego zamieniającą się w parę do napędu turbiny. Wytwornica pary (patrz rys. 9) dzieli się na sekcję odparowywania wody, w której woda obiegu wtórnego wchodzi w stan wrzenia i sekcję separacji wilgoci, w której wydzielana jest sucha para nasycona kierowana następnie do turbiny.

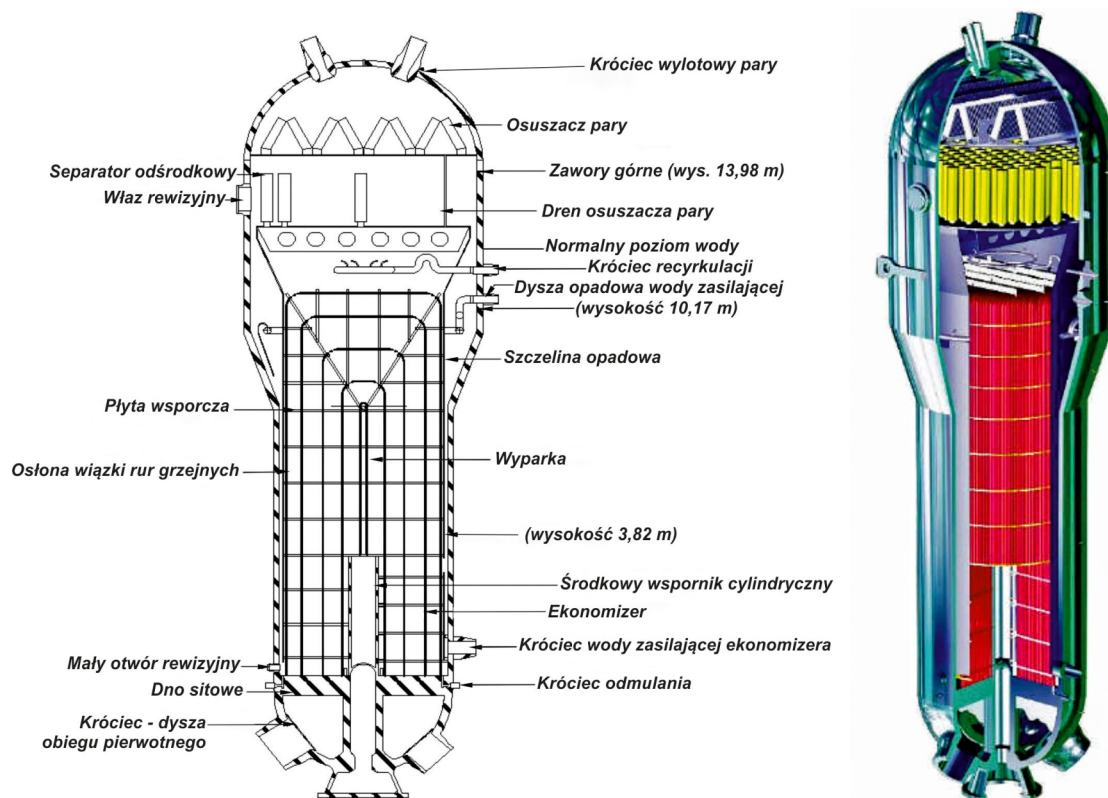
Woda obiegu pierwotnego przepływa przez wiązkę rurek wymiany ciepła w kształcie odwróconej litery „U” dołączonych do dna sitowego wytwornicy. Łącznie w wytwornicy zainstalowane jest 13 102 rurek wykonanych ze stopu Inconel SB-163 Alloy 690 (jest to stop niklu o wysokiej zawartości chromu cechujący się bardzo dobrą odpornością na korozję od wody – obu obiegu i niesione przez nią substancje oraz na wysoką temperaturę). Każda z rurek ma średnicę zewnętrzną wynoszącą 19,05 mm. Sumaryczna zewnętrzna powierzchnia rurek wymiany ciepła wynosi 15 205 m².

Dwie dysze wylotowe pary obiegu wtórnego każdej z wytwornic wyposażone są w zintegrowany ogranicznik zmniejszający strumień pary w przypadku przerwania przewodu rurociągu parowego. Dla zapewnienia dostępu do rewizji, prac remontowych oraz nakłuwania złogów szlamu sitowego wytwornica wyposażona jest w dwa włazy o średnicy 53,34 cm (21 cali) odpowiednio po stronie

króćców – przyłączy rurociągów „gorącego” i „zimnego”. W górnej części znajdują się dwa włazy umożliwiające dostęp do separatora wilgoci i osuszacza pary po stronie wtórnej. Nad wiązką rur grzejnych znajduje się wewnętrzny właz. Z kolei w dnie sitowym wykonano dwa małe otwory rewizyjne o średnicy 20,32 cm (8 cali) z zamkniętymi pokrywami.

Po stronie wtórnej z każdej z wytwornic pary wyprowadzone są dwie linie parowe. Każdy z rurociągów parowych wyposażony jest w pięć zaworów bezpieczeństwa, jeden główny zawór upustowy pary i jeden zawór odcinający.

Konstrukcja wsporcza podtrzymująca górną część wiązki rur grzejnych zaprojektowana jest w taki sposób, aby zapobiegać wpadaniu rurek w drgania spowodowane wewnętrznym przepływem wody. W celu zapewnienia lepszych własności eksploatacyjnych zabezpieczony jest 10-procentowy zapas liczby rurek wymiany ciepła, które podczas użytkowania wytwornicy musiałyby zostać zaślepięte np. na skutek nadmiernego zmniejszenia grubości ścianek (jest to normalna metoda wyłączania z użycia uszkodzonych rurek grzejnych zapobiegająca możliwości awaryjnego wypływu chłodziwa z obiegu pierwotnego do wtórnego). Urządzenia strony wtórnej wytwornicy są w stanie wytrzymać czas do 20 minut w przypadku całkowitej utraty dopływu wody zasilającej TLOFW (ang. *Total Loss Of Feed-Water*).



Rys. 9. Budowa wewnętrzna wytwornicy pary (rys. KHNP, opisy autora).

Fig. 9. Internal structure of the steam generator (fig. KHNP, author's descriptions).

Kąt rozwarcia dyszy po stronie „gorącej” gałęzi obiegu pierwotnego został zoptymalizowany w celu zwiększenia stabilności pracy z wodą w połowie pętli (ang. *mid-loop operation*; praca z wodą w połowie pętli charakteryzuje się tym, że podczas remontu chłodziwo obiegu pierwotnego jest częściowo spuszczone z układu, tak że jego poziom znajduje się na poziomie osi gałęzi „gorącej”, a wobec istnienia otworów – odpowietrzeń i włazów do obiegu – może nastąpić dalszy wypływ chłodziwa z obiegu wskutek odparowania przy wrzeniu i możliwego porywania wody z gazami).

Poziom wody w wytwornicy pary sterowany jest automatycznie w pełnym zakresie parametrów zmian generowanej w układzie mocy. Dysza wody zasilającej ekonomizera zapewnia przepływ wody zasilającej do ekonomizera, który jest zainstalowany w celu zwiększenia wydajności cieplnej wytwornicy pary po stronie „zimnej” i wystawiony jest na wysoki gradient temperatury. Dysze wody zasilającej są zaprojektowane dla wytrzymywania potencjalnych, znacznych obciążeń termicznych, które są przyczyną nadmiernego zużycia zmęczeniowego. Dysza dopływu wody zasilającej zamocowana w górnej części korpusu wytwornicy pary dostarcza również niewielką porcję wody zasilającej do kanału opadowego, aby ułatwić wewnętrzny przepływ recyrkulacyjny. 10% pełnej mocy przepływu wody zasilającej jest dostarczane do dyszy wody opadowej, a pozostała część do dyszy ekonomizera przy mocy reaktora większej niż 15%, poniżej której cała woda zasilająca jest dostarczana do dyszy opadowej.

Jądrowy system dostawy pary (NSSS) dostarcza z dwóch wytwornic parę pod ciśnieniem 6,9 MPa (bezwzgl.) o temperaturze 285°C. Znamionowa prędkość przepływu pary wynosi 1130,83 kg/s. Woda zasilająca docierająca do wytwornicy pary ma temperaturę 232,2°C, a jest ona dostarczana z wydatkiem przepływu wynoszącym 1134 kg/s.

Stabilizator ciśnienia

Stabilizator ciśnienia jest cylindrycznym zbiornikiem ciśnieniowym o objętości 67,96 m³ ustawionym w pozycji pionowej. Jego zadaniem jest zapobieganie wahaniom ciśnienia chłodziwa w obiegu pierwotnym. Amortyzuje on zmiany objętości chłodziwa obiegu pierwotnego wywołane zmianami jego temperatury średniej i zapewnia utrzymanie stałej wartości ciśnienia. Podobnie jak w innych konstrukcjach bloków z reaktorami PWR jest on połączony przewodem rurowym z jedną z gałęzi „gorących” rurociągu obiegu pierwotnego. Zbiornik stabilizatora wypełniony jest w dolnej części wodą, nad którą znajduje się para pod ciśnieniem. Objętość części parowej przy pracy reaktora z pełną mocą wynosi 36,16 m³, zaś przy pracy na biegu jałowym 48,25 m³.

W dolnej części zbiornika zabudowane są wymienne, elektryczne grzałki nurnikowe o łącznej mocy 2 400 kW. Z kolei pod jego górną kopułą umieszczone są dysze wtrysku wody doprowadzanej do nich z dwóch „zimnych” gałęzi rurociągów obiegu pierwotnego poprzez rurociąg wyrównawczy. W górnej kopule zbiornika stabilizatora

zainstalowany jest włącznik rewizyjny. Stabilizator zaopatrzone jest w czujniki ciśnienia oraz poziomu lustra wody, a także zabudowane w górnej części cztery sterowane zawory bezpieczeństwa POSRV (ang. *Pilot Operated Safety Relief Valves*). Zawory te zastąpiły stosowane we wcześniejszych konstrukcjach konwencjonalne, sprężynowe zawory bezpieczeństwa dwóch systemów zrzutu ciśnienia (SDS) i trzy zawory bezpieczeństwa (PSV). Funkcja ochrony przed powstaniem niebezpiecznego nadciśnienia w obiegu pierwotnym podczas awarii projektowych oraz zrzutu ciśnienia na polecenie operatora w przypadku awarii nadprojektowej polegającej na całkowitej utracie dopływu wody zasilającej (TLOFW) realizowana jest właśnie przez zawory POSRV.

Pompy chłodziwa reaktora

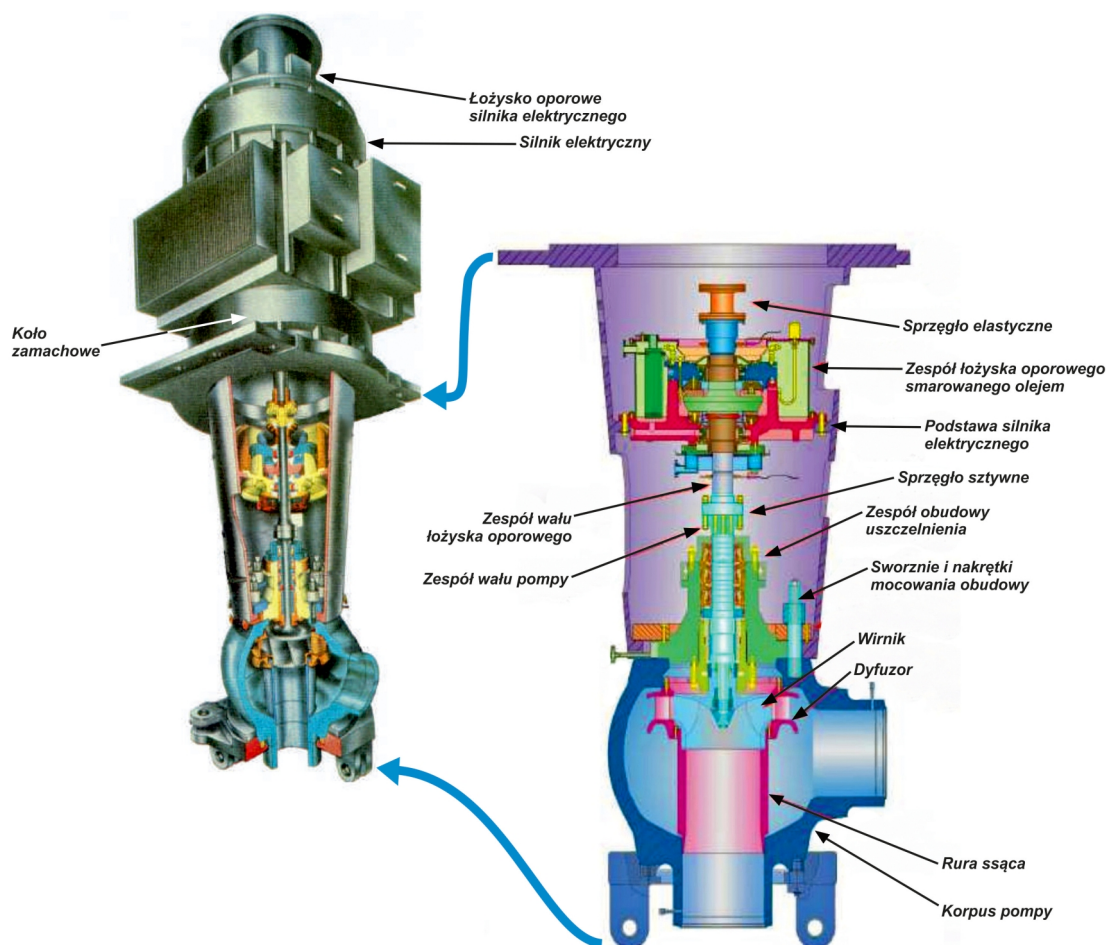
Przetłaczanie chłodziwa w obiegu pierwotnym zapewniają cztery pompy – po dwie na jedną pętlę chłodzenia, z których każda pracuje w rurociągu „zimnym”, przetłaczając wodę z wytwornicy pary do reaktora (patrz rys. 10).

Zastosowano jednostopniowe pompy odśrodkowe w układzie pionowym z napędem elektrycznym i kołem

zamachowym. Moc silnika elektrycznego pompy wynosi 9932,7 kW. Pompa wyposażona jest w olejowy system smarowania. Znamionowa prędkość obrotowa pompy wynosi 1190 obr./min, znamionowy wydatek przepływu 7,67 m³/s.

Rurociągi obiegu pierwotnego (RCS)

W budowie rurociągów obiegu pierwotnego RCS (ang. *Reactor Coolant System*) konstruktorzy bloku APR-1400 wdrożyli zasadę projektową polegającą na wykrywaniu przecieków przed rozerwaniem przewodu rurowego LBB (ang. *Leak Before Break*). Zrezygnowano przy tym ze wzmocnień i osłon rurociągów zapobiegających uderzeniu strumienia chłodziwa gwałtownie uwolnionego z obiegu w sytuacji awaryjnej. Zasada LBB została zastosowana do głównych rurociągów chłodziwa, rurociągu wyrównawczego stabilizatora ciśnienia, rurociągów powyłaczeniowego układu chłodzenia oraz awaryjnego wtrysku wody chłodzącej. Zastosowanie zasady LBB pozwoliło również na zmniejszenie liczby podpór rurociągów jądrowego systemu dostawy pary (NSSS) dzięki ograniczeniu potencjalnych skutków dynamicznych pęknięć rurociągów.



Rys. 10. Budowa wewnętrzna głównej pompy chłodziwa obiegu pierwotnego. Blok APR-1400 wyposażony jest w cztery takie pompy pracujące w „zimnych” gałęziach obiegu pierwotnego (rys. KHNP, opisy autora).

Fig. 10. Internal structure of the primary coolant pump. The APR-1400 block is equipped with four such pumps operating in the „cold” branches of the primary circuit (fig. KHNP, author’s descriptions).

System regulacji chemicznej i objętości (CVCS)

System regulacji chemicznej i objętości CVCS (ang. *Chemical and Volume Control System*) spełnia następujące podstawowe funkcje eksploatacyjne:

- utrzymanie wymaganego zasobu wody w obiegu chłodzenia reaktora, przez utrzymywanie zaprogramowanego jej poziomu w stabilizatorze ciśnienia;
- utrzymywanie dopływu wody uszczelniającej (ang. *Seal Water Injection*) do uszczelnień pomp chłodziwa reaktora;
- regulacja reżimu wodno-chemicznego chłodziwa reaktora (poziomu pH i stężenia rozpuszczonego tlenu), oczyszczanie chłodziwa (usuwanie produktów korozji i rozszczepienia – celem utrzymania dopuszczalnego poziomu aktywności chłodziwa), regulacja stężenia kwasu borowego w chłodziwie oraz uzupełnianie chłodziwa;
- umożliwienie napełniania, odwadniania i prowadzenia prób ciśnieniowych obiegu chłodzenia reaktora;
- wtrysk wody do obiegu chłodzenia reaktora przy uruchomieniu układu awaryjnego chłodzenia rdzenia ECCS (ang. *Emergency Core Cooling System*).

System CVCS bloku APR-1400 nie jest konieczny do realizacji funkcji związanych z bezpieczeństwem, takich jak bezpieczne wyłączanie reaktora i łagodzenie skutków wypadków. Zasadniczo jest on przeznaczony do normalnej, codziennej pracy bloku. Jednakże komponenty związane z funkcją doładowania i upustu ciśnienia zostały zaprojektowane zgodnie z wymogami takimi, jak dla systemów bezpieczeństwa i odpowiednio wzmocnione, aby zapewnić niezawodność zarówno w normalnych warunkach eksploatacyjnych, jak i w stanach przejściowych.

Dwie odśrodkowe pompy doładowujące i zawór sterujący zapewniają wymagany przepływ doładowania. Do normalnej pracy używana jest tylko jedna pompa doładowująca, która zapewnia wymagany przepływ minimalny 12,6 kg/s. Strumień upustowy z układu chłodzenia reaktora (obiegu pierwotnego) przechodzi przez regeneracyjny i schładzający wymiennik ciepła, gdzie następuje wstępne obniżenie temperatury. Redukcja ciśnienia następuje na kryzie upustowej i w zaworze sterującym upustem. Po obniżeniu temperatury i ciśnienia upuszczone chłodziwo przechodzi przez proces oczyszczania w filtrach i wymiennikach jonitowych.

Po przejściu przez proces oczyszczania strumień upustowy jest kierowany do zbiornika regulacji objętości (VCT – ang. *Volume Control Tank*), zapewniającego pojemność buforową dla tej części chłodziwa reaktora, której zmiany objętości na skutek zmian obciążenia nie mogą zostać skompensowane przez stabilizator ciśnienia.

Pośredni obieg chłodzenia (CCWS)

Pośredni obieg chłodzenia (CCWS – ang. *Component Cooling Water System*) zapewnia pośrednią, monitorowaną

barierę pomiędzy ostatecznym ujściem ciepła do środowiska zewnętrznego a urządzeniami zawierającymi chłodziwo reaktora. Bariera ta minimalizuje możliwość wystąpienia potencjalnie promieniotwórczych przecieków do środowiska. Ciepło z obiegu odprowadzane jest do ostatecznego ujścia ciepła przez układ wody ruchowej odpowiedzialnej (ESWS – ang. *Essential Service Water System*). System składa się z dwóch nadmiarowych, niezależnych pętli zamkniętych.

System odpowietrzania gazu z chłodziwa reaktora (RCGVS)

System odpowietrzania gazu z chłodziwa reaktora (RCGVS – ang. *Reactor Coolant Gas Vent System*) jest częścią systemu bezpieczeństwa zrzutu ciśnienia i odpowietrzania (SDVS – ang. *Safety Depressurization and Vent System*). Zawory odpowietrzające gaz pochodzący z chłodziwa reaktora są zamontowane w górnej części stabilizatora ciśnienia i na pokrywie zbiornika reaktora.

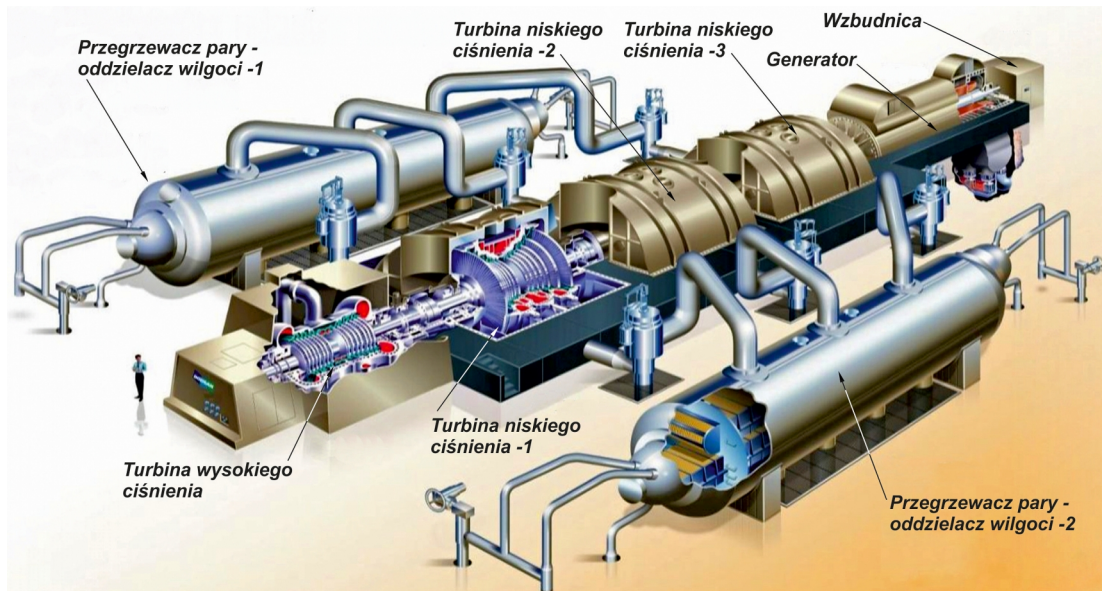
System odmulania wytwornic pary (SGBS)

System odmulania wytwornic pary (SGBS – ang. *Steam Generator Blowdown System*) służy do zapobiegania gromadzeniu się stałych zanieczyszczeń w wodzie obiegu wtórnego. System kontroluje skład chemiczny wody po stronie wtórnej generatora pary i usuwa szlam z płyt wsporczych rurek wymiany ciepła w generatorze pary. Pomaga on w utrzymaniu właściwości chemicznych wody w obiegu wtórnym w dopuszczalnych granicach i zapewnia możliwość ciągłego odmulania na gorąco strony wtórnej generatorów pary.

Zespół turbogeneratora

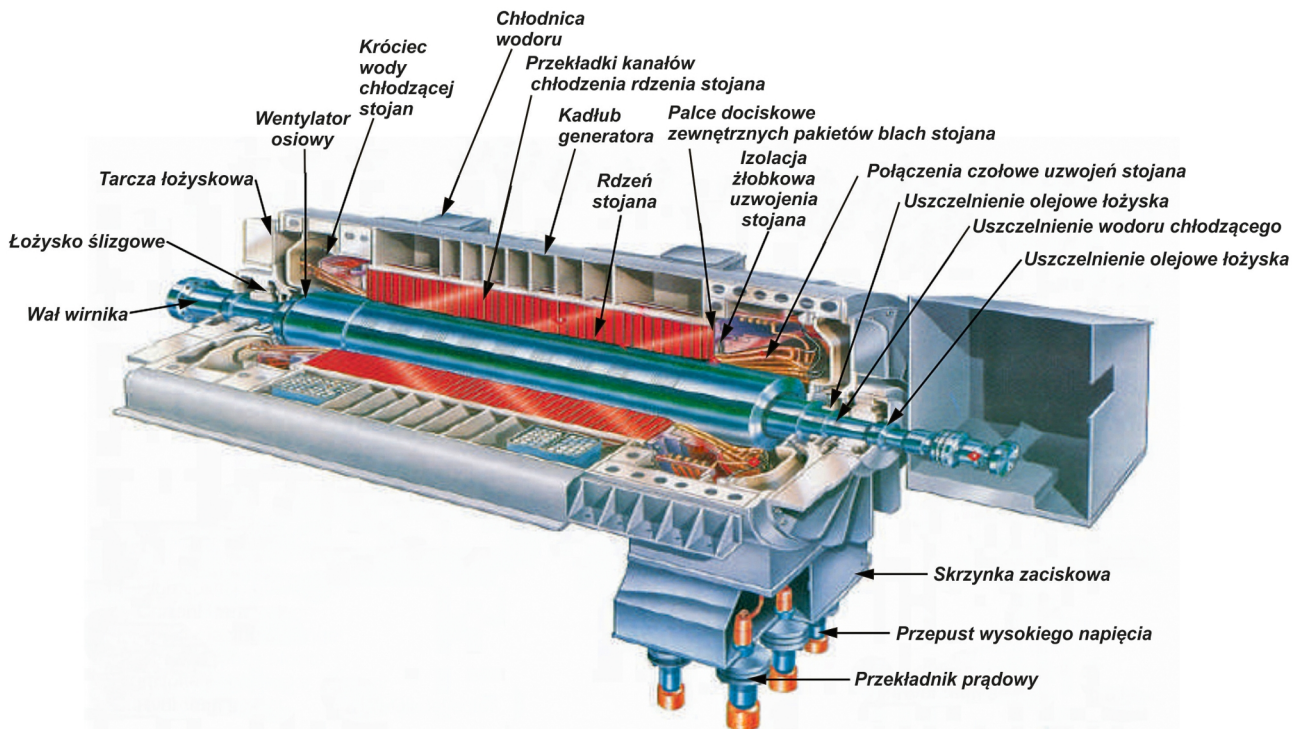
Zespół turbogeneratora składa się z głównej instalacji dostarczania pary, instalacji ekstrakcji pary, instalacji kondensatu, właściwego turbozespołu (patrz rys. 11) i systemów pomocniczych. Turbogenerator zdolny jest do bezawaryjnej pracy jałowej z obciążeniem potrzeb własnych równym 3% przez czas co najmniej 4 h. Uruchomienie turbogeneratora ze stanu zimnego do pełnego obciążenia następuje w czasie 8 godzin, wliczając w to wstępne podgrzewanie wirnika. Turbina typu TC-6F składa się z jednego stopnia wysokiego ciśnienia i trzech stopni niskiego ciśnienia. Znamionowe ciśnienie pary na wlocie stopnia wysokiego ciśnienia wynosi 6,63 MPa (bezwzgl.), a temperatura 282,2°C. Pomiędzy turbiną wysokiego i niskiego ciśnienia zainstalowane są dwa stopnie przegrzewaczy pary – oddzielaczy wilgoci.

Zastosowano trójfazowy generator synchroniczny (patrz rys. 12), 4-biegunowy, o znamionowej prędkości obrotowej wynoszącej 1800 obr./min. Stojan generatora wyposażony jest w wodny system chłodzenia, wirnik zaś



Rys. 11. Zespół turbogenerators z towarzyszącymi mu przegrzewaczami pary – oddzielaczami wilgoci (rys. KHNP, opisy autora).

Fig. 11. The turbogenerator assembly with accompanying steam superheaters – moisture separators (fig. KHNP, author's descriptions).



Rys. 12. Budowa wewnętrzna generatora synchronicznego bloku APR-1400 (rys. KHNP, opisy autora).

Fig. 12. Internal structure of the APR-1400 unit synchronous generator (fig. KHNP, author's descriptions).

w wodorowy system chłodzenia. Moc znamionowa generatora wynosi 1690 MVA, moc czynna 1521 MW, napięcie znamionowe 24 kV. Całkowita masa generatora wraz prądnicą wzbudzenia wynosi 713 ton.

Instalacje kondensatu i wody zasilającej

Instalacje kondensatu i wody zasilającej są przeznaczone do dostarczania wody z układu skraplaczy do dwóch wytwornic pary. Trzy pompy kondensatu napędzane silnikami elektrycznymi przeznaczone są do normalnej pracy

z obciążeniem 50% (przy normalnej eksploatacji działają dwie z nich, a jedna jest odstawiona). Trzy pompy wody zasilającej, także pracujące normalnie z połową obciążenia, napędzane są przez indywidualne turbiny w celu zapewnienia wyższej niezawodności działania. W normalnym stanie pracy działają wszystkie trzy pompy wody zasilającej, zaś cały ich zespół może zapewnić pełną wydajność instalacji także przy awaryjnym odłączeniu jednej z nich. Znamionowa prędkość obrotowa pomp wody zasilającej wynosi 4570 obr./min, zaś znamionowy wydatek przepływu 0,902 m³/s.

System wody zasilającej wyposażony jest w 7 stopni podgrzewaczy rozmieszczonych w układzie poziomym, co zapewnia łatwiejszą konserwację i wysoką niezawodność.

System obejściowy turbiny

Układ obejściowy turbiny służy do rozpraszania ciepła z układu chłodzenia reaktora podczas wyłączenia turbiny i/lub reaktora. Bloki OPR-1000 i APR-1400 mają taką samą zdolność do odciążenia 55% pełnego obciążenia głównego strumienia pary. W przypadku OPR-1000 15% strumienia trafia do atmosfery, a 40% do głównego skraplacza, podczas gdy w APR-1400 całe 55% strumienia odprowadzane jest bezpośrednio do głównego skraplacza.

Otwarty system wody chłodzącej budynku maszynowni (TBOCW)

Otwarty system wody chłodzącej budynku maszynowni TBOCW (ang. *Turbine Building Open Cooling Water system*) dostarcza wodę morską do wymienników ciepła zamkniętego systemu wody chłodzącej budynku maszynowni TBCCW (ang. *Turbine Building Closed Cooling Water*). W bloku APR-1400, inaczej niż w OPR-1000, nie występuje pompa systemu TBOCW tłocząca wodę morską wykorzystywaną do chłodzenia. W rozwiązaniu przyjętym w APR-1400 system TBOCW łączy się z systemem wody obiegowej (CW – ang. *Circulating Water*) do pobierania świeżej wody morskiej i zrzutu ogrzanej wody morskiej do przewodu odprowadzającego systemu CW.

System skraplaczy próżniowych (CV)

System skraplaczy próżniowych CV (ang. *Condenser Vacuum*) wspomaga rozruch bloku i utrzymuje próżnię w skraplaczu przez ciągłe usuwanie nieskrapających się gazów i powietrza. Dzięki schładzaniu pary do temperatury poniżej temperatury wrzenia para skrapla się, co powoduje spadek ciśnienia poniżej ciśnienia atmosferycznego (im niższe ciśnienie w skraplaczu, tym wyższa sprawność cieplna bloku elektrowni). System składa się z czterech skraplaczy pracujących pod ciśnieniem znamionowym 5,08 kPa.

SYSTEMY I FUNKCJE BEZPIECZEŃSTWA BLOKU JĄDROWEGO

Systemy i funkcje bezpieczeństwa bloku jądrowego APR-1400 są zaprojektowane jako układ hybrydowy, w którym systemy aktywne i pasywne realizują niezbędne funkcje bezpieczeństwa. Schemat ideowy głównych urządzeń obiegu pierwotnego i systemów bezpieczeństwa zainstalowanych w budynku obudowy bezpieczeństwa bloku jądrowego APR-1400 pokazany jest na rysunku 13. Główne systemy bezpieczeństwa to: system wtrysku bez-

pieczeństwa (SIS), system zrzutu ciśnienia i odpowietrzania (SDVS), system zapasu wody do przeładunku paliwa zlokalizowany wewnątrz obudowy bezpieczeństwa reaktora (IRWST), system chłodzenia powyłłączeniowego (SCS), pomocniczy system dostawy wody zasilającej (AFS) i system zraszania wnętrza obudowy bezpieczeństwa (CSS).

Główne cechy konstrukcyjne systemów bezpieczeństwa APR-1400 to:

Poprawiona niezawodność systemu wtrysku bezpieczeństwa (SIS) dzięki zastosowaniu czterech ciągów urządzeń mechanicznych i wyeliminowaniu wzajemnych połączeń między systemem wtrysku (SIS) a systemem chłodzenia powyłłączeniowego (SCS). Uproszczone działanie systemu wtrysku (SIS) poprzez połączenie wtrysku wysokociśnieniowego, wtrysku niskociśnieniowego i trybów recyrkulacji w jeden tryb wtrysku bezpieczeństwa.

Obniżona podatność **systemu magazynowania wody do przeładunku paliwa (IRWST)** na zagrożenia zewnętrzne dzięki ulokowaniu go wewnątrz obudowy bezpieczeństwa.

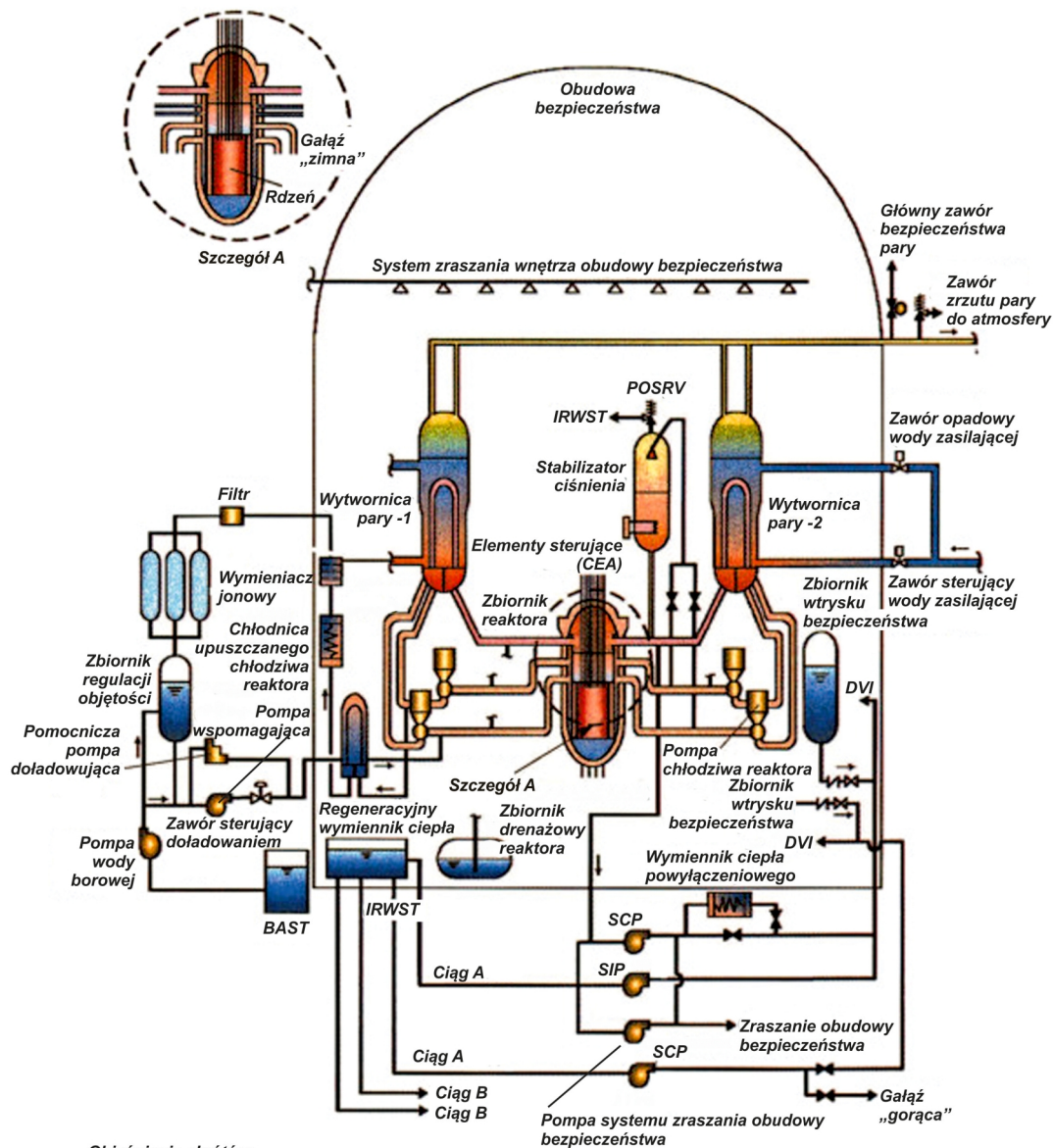
Zwiększone bezpieczeństwo bloku jądrowego poprzez zastosowanie nowoczesnych rozwiązań, takich jak urządzenie płynowe (FD) w zbiorniku wtrysku bezpieczeństwa (SIT), wewnętrzny zbiornik zapasu wody (IRWST), wtrysk wody do zbiornika reaktora (DVI) i system wtrysku bezpieczeństwa (SIS).

Podwyższona niezawodność **systemu zraszania wnętrza obudowy (CSS)** dzięki zastosowaniu wzajemnych połączeń między CSS i SCS.

Zwiększona niezawodność systemu **pomocniczego dostawy wody zasilającej (AFS)** dzięki zastosowaniu dwóch pomp o napędzie silnikowym, dwóch pomp o napędzie turbinowym oraz dwóch niezależnych awaryjnych zbiorników bezpieczeństwa magazynujących wodę zasilającą, zlokalizowanych w budynku pomocniczym.

System wtrysku bezpieczeństwa (SIS)

System wtrysku bezpieczeństwa SIS (ang. *Safety Injection System*) został skonstruowany z myślą o uproszczeniu całego układu dla uzyskania wyższej niezawodności działania i lepszej wydajności. Składa się on z czterech niezależnych ciągów elementów mechanicznych bez połączeń pomiędzy ścieżkami dostawy wody i dwóch niezależnych instalacji elektrycznych. Każdy z ciągów wyposażony jest w pompę wtryskową bezpieczeństwa SIP (ang. *Safety Injection Pump*) i jeden pasywny zbiornik wtrysku bezpieczeństwa SIT (ang. *Safety Injection Tank*) wyposażony w urządzenie płynowe FD (ang. *Fluidic Device*). Aby spełnić wymagania dla radzenia sobie z awarią polegającą na utracie chłodziwa z obiegu pierwotnego (LOCA), każdy z ciągów zapewnia 50% minimalnego, wtryskiwanego przepływu dla pęknięć większych niż wielkość linii bezpośredniego wtrysku do zbiornika reaktora.



Objaśnienia skrótów:
BAST (ang. Boric Acid Storage Tank) - Zbiornik roztworu kwasu borowego
DVI (ang. Direct Vessel Injection) - Bezpośredni wtrysk wody do zbiornika reaktora
IRWST (ang. In-containment Refueling Water Storage Tank) - Zbiornik wody do przeladunku paliwa zlokalizowany wewnątrz obudowy bezpieczeństwa reaktora
POSRV (ang. Pilot Operated Safety Relief Valve) - Sterowany zawór bezpieczeństwa
SCP (ang. Shutdown Cooling Pump) - Pompa chłodzenia powyłaczeniowego
SIP (ang. Safety Injection Pump) - Pompa wtrysku bezpieczeństwa

Rys. 13. Schemat ideowy głównych urządzeń obiegu pierwotnego i systemów bezpieczeństwa zainstalowanych w budynku obudowy bezpieczeństwa bloku jądrowego APR-1400 (rys. KHNP, opisy autora).

Fig. 13. Schematic diagram of the main primary circuit devices and safety systems installed in the containment building of the APR-1400 nuclear power unit (fig. KHNP, author's descriptions).

Zbiornik zapasu wody do przeladunku paliwa zlokalizowany wewnątrz obudowy bezpieczeństwa reaktora (IRWST)

System zapasu wody w zbiorniku IRWST (ang. *In-containment Refueling Water Storage Tank*) zaprojektowany jest tak, aby woda chłodząca wtrysnięta do rdzenia reaktora mogła wrócić do zbiornika IRWST. System składa się z: pierścieniowego zbiornika IRWST rozmieszczonego wokół wewnętrznej ściany obudowy bezpieczeństwa budynku reaktora, objętościowego zbiornika retencyjnego HVT (ang. *Holdup Volume Tank*) i czterech wewnętrznych studzienek. Podatność zbiornika IRWST na narażenia

zewnątrz została praktycznie wyeliminowana poprzez umieszczenie go wewnątrz obudowy bezpieczeństwa. Zbiornik IRWST służy do magazynowania wody wykorzystywanej podczas rutynowej operacji wymiany paliwa jądrowego w reaktorze, a także jako pojedyncze źródło wody dla pomp wtrysku bezpieczeństwa, chłodzenia powyłaczeniowego i systemu zraszania wnętrza obudowy bezpieczeństwa.

Zbiornik IRWST odgrywa również rolę radiatora do kondensacji pary odprowadzanej z zaworów nadmiarowych na stabilizatorze ciśnienia w przypadku gwałtownego obniżenia ciśnienia w obiegu pierwotnym, tak by zapobiec wyrzutowi stopionego materiału rdzenia pod wysokim

ciśnieniem w sytuacji awaryjnej lub w celu umożliwienia procesu uzupełniania i upuszczania czynnika roboczego.

Ponadto zapewnia on możliwość dostarczania chłodziwa do zewnętrznego systemu chłodzenia zbiornika reaktora (ERVCS) i systemu zalewania studni reaktora w przypadku poważnych awarii, dla zatrzymania stopionego rdzenia wewnątrz zbiornika reaktora, a jeśli zbiornik pęknie, do schłodzenia stopionego materiału rdzenia wewnątrz studni reaktora. Objętość zbiornika IRWST wynosi 2470 m³ i jest wystarczająca do operacji wymiany paliwa jądrowego, a również rozmaitych możliwych awarii ciężkich wymagających np. zalania studni reaktora.

System chłodzenia powyłaczeniowego (SCS)

SCS (ang. *Shutdown Cooling System*) jest systemem związanym z bezpieczeństwem, używanym w połączeniu z głównym systemem dostawy pary NSSS i głównym lub pomocniczym systemem dostawy wody zasilającej w celu obniżenia temperatury chłodziwa w obiegu pierwotnym w okresach po wyłączeniu od stanu gorącego – normalnej temperatury pracy w stanie ustalonym do temperatury wymiany paliwa jądrowego. Po wstępnym oddaniu ciepła przez wytwornicę pary do skraplacza lub atmosfery system SCS uruchamiany jest w temperaturze 176,7°C i przepływie 31,6 kg/cm². Dla poprawy zdolności chłodzenia po wyłączeniu reaktora i niezawodności systemu oraz usunięcia jakiegokolwiek możliwości międzysystemowej awarii polegającej na utracie chłodziwa (LOCA) w konstrukcji systemu SCS wprowadzono następujące ulepszenia: zwiększono ciśnienie projektowe do 6,2 MPa w celu ochrony międzysystemowej LOCA i wzmocniono funkcję odprowadzania ciepła powyłaczeniowego w warunkach awaryjnych. Zastosowano tu rozwiązanie techniczne polegające na wprowadzeniu pomp układów chłodzenia powyłaczeniowego i zraszania wnętrza obudowy bezpieczeństwa, a także niezależnego wymiennika ciepła.

Pomocniczy system dostawy wody zasilającej (AFS)

AFWS (ang. *Auxiliary Feed Water Supply system*) jest dedykowanym systemem bezpieczeństwa przeznaczonym do dostarczania wody zasilającej do wytwornicy pary w celu usunięcia ciepła z obiegu pierwotnego w sytuacjach, w których główny lub rozruchowy system wody zasilającej jest niedostępny. Ponadto AFWS uzupełnia wodę w wytwornicy pary podczas awarii polegającej na pęknięciu rurki/rurek wymiany ciepła wewnątrz generatora pary, aby zminimalizować wyciek. AFWS jest niezależnym systemem złożonym z dwóch sekcji: po jednej dla każdej z dwóch wytwornic pary, z których każda składa się z dwóch ciągów. Niezawodność systemu AFWS została podwyższona przez zastosowanie jednej pompy napędzanej silnikiem o 100% wydajności i jednej pompy napędzanej turbiną także o 100% wydajności, co zapewnia pożądane zróżnicowanie i redundancję, a także jednego związanego z bezpieczeń-

stwem dodatkowego zbiornika magazynowego wody zasilającej w każdej sekcji, a ponadto zbiornika przechowywania kondensatu jako źródła zapasowego niekwalifikowanego do systemów bezpieczeństwa.

System zrzutu ciśnienia i odpowietrzania (SDVS)

SDVS (ang. *Safety Depressurization and Vent System*) jest dedykowanym systemem bezpieczeństwa służącym do obniżenia ciśnienia w obiegu pierwotnym w przypadku, gdy układ spryskiwania w stabilizatorze ciśnienia jest niedostępny podczas operacji schładzania przy wyłączeniu bloku do stanu „zimnego” i szybkiego obniżenia ciśnienia w obiegu pierwotnym dla zainicjowania procesu uzupełniania i upuszczania czynnika roboczego po całkowitej utracie dostawy wody zasilającej. Sterowane zawory bezpieczeństwa POSRV (ang. *pilot operated safety relief valves*) są wykorzystywane w procesie uzupełniania i upuszczania czynnika roboczego. System ten ustanawia ścieżkę przepływu z przestrzeni parowej stabilizatora ciśnienia do zbiornika IRWST.

System spryskiwania wnętrza obudowy bezpieczeństwa (CSS)

CSS (ang. *Containment Spray System*) składa się z dwóch ciągów. Pobiera on wodę ze zbiornika IRWST za pomocą pompy w celu obniżenia temperatury i ciśnienia wewnątrz obudowy bezpieczeństwa podczas awarii zainstalowanych w niej urządzeń. System CSS zaprojektowany jest do połączenia z systemem chłodzenia powyłaczeniowego (SCS), który również składa się z dwóch ciągów. Ponadto w obu systemach zastosowano pompy identycznego typu o tej samej wydajności. Dzięki temu CSS odznacza się większą niezawodnością w porównaniu do analogicznych układów w innych typach bloków z reaktorami PWR.

ROZWIĄZANIA KONSTRUKCYJNE BLOKU JĄDROWEGO NA WYPADEK POWAŻNYCH AWARII (POZA AWARIAMI PROJEKTOWYMI)

Zgodnie z definicją poważne awarie (ang. *severe accidents*) określić można jako warunki awaryjne obiektu jądrowego, poważniejsze niż awarie projektowe (ang. *design basis accidents*), prowadzące do znaczącej degradacji rdzenia reaktora i mogące powodować znaczące uwolnienia substancji promieniotwórczych.

W projekcie bloku jądrowego APR-1400 poważne awarie są adresowane następująco:

- W przypadku zjawisk, które mogą spowodować wczesne uszkodzenie obudowy bezpieczeństwa, na przykład w ciągu 24 godzin po wypadku, łagodzenie jego skutków powinny zapewnić zainstalowane systemy bądź przyjęte rozwiązania projektowe, chociaż prawdopodobieństwo wystąpienia takich wypadków jest niskie.

- W przypadku zdarzeń, które potencjalnie prowadzić mogą do późnego uszkodzenia obudowy bezpieczeństwa, jeśli uprzednio ich skutki nie zostaną odpowiednio złagodzone, system ograniczania ryzyka lub rozwiązania projektowe powinny być rozważane w koniunkcji z realizacją probabilistycznych celów bezpieczeństwa oraz kosztu danego rozwiązania konstrukcyjnego odpowiedniego dla poradzenia sobie z powstałym problemem. Podejście takie ma na celu zwiększenie efektywności inwestycji w bezpieczeństwo poprzez unikanie alokowania nadmiernych funduszy w środki zwalczania wysoce nieprawdopodobnych wypadków. Zaleca się również realistyczną ocenę w przypadku analiz potencjalnych poważnych awarii.
- Rozwiązania techniczne mające na celu łagodzenie poważnych awarii są zaprojektowane w taki sposób, by spełniać wymagania proceduralne i kryteria przepisów amerykańskiego dozoru jądrowego NRC, w tym wymagania Three Mile Island (TMI) dla nowych elektrowni, odzwierciedlone w przepisach 10 CFR 50.34 (f) oraz SECY-93-087.
- Systemy zarządzania poważnymi awariami obejmują: dużą obudowę bezpieczeństwa (budynek reaktora) wykonaną z betonu sprężonego, system ograniczania obecności wodoru (HMS), system zalewania studni reaktora (CFS), zewnętrzny system chłodzenia zbiornika reaktora (ERVCS), system zrzutu ciśnienia i odpowietrzania (SDVS), zapasowy system awaryjnego spryskiwania obudowy bezpieczeństwa (ECSBS).

Obudowa bezpieczeństwa reaktora

Obudowa bezpieczeństwa reaktora (ang. *containment*) ma za zadanie utrzymanie własnej integralności i zapobieżenie wyciekom materiałów radioaktywnych przy poważnych awariach urządzeń zainstalowanych w jej wnętrzu. Obudowa zapewnia dostateczny zapas objętości, aby zachować limit dopuszczalnego obciążenia od ciśnienia wewnętrznego. Obudowa jest również wystarczająco mocna dla wytrzymania uderzenia dużych obiektów z zewnątrz – np. upadku dużego samolotu komunikacyjnego. Wnętrze obudowy pokryte jest płytami stalowymi o grubości 0,25 cala (0,635 cm). Obudowa wykonana jest ze sprężonego betonu o wytrzymałości na ściskanie 41,37 MPa po 91 dniach utwardzania. Ma ona kształt cylindryczny, zamknięty od góry kopułą o kształcie półsfery. Średnica obudowy wynosi 45,72 m, wysokość 76,66 m, wytrzymałowe nadciśnienie projektowe 0,515 MPa, temperatura projektowa 143,33°C.

System ograniczania obecności wodoru (HMS)

Podczas poważnej awarii związanej ze stopieniem rdzenia (po przekroczeniu temperatury ok. 1500°C) następuje szybka generacja wodoru spowodowana utlenianiem materiału koszulek elementów paliwowych ze stopu cyrkonio-

wego w parze wodnej. W procesie tym wydziela się wodór i znaczne ilości ciepła. System HMS (ang. *Hydrogen Mitigation System*) jest w stanie rekombinować 100% wodoru wygenerowanego w ten sposób – dostatecznie szybko, aby nie stanowił on zagrożenia dla utrzymania całości i szczelności obudowy bezpieczeństwa w razie poważnej awarii. System ogranicza stężenie wodoru wewnątrz obudowy bezpieczeństwa przy tym rodzaju awarii do 10%. Stanowi on zespół katalitycznych rekombinatorów wodoru uzupełnionych o zapalniki – świece żarowe.

System zalewania studni reaktora (CFS)

W sytuacji poważnej awarii związanej ze stopieniem rdzenia jego szczątki mogą spłynąć na dno betonowej studni reaktora, która zaprojektowana jest w taki sposób, aby powierzchnia wymiany mocy cieplnej była większa niż 0,02 m²/MW. Zalewanie studni reaktora wodą ze zbiornika IRWST odbywa się grawitacyjnie poprzez system zalewania studni reaktora CVS (ang. *Cavity Flooding System*) złożony z dwóch rurociągów, każdy z dwoma zaworami odcinającymi. Woda ma za zadanie schłodzenie szczątków rdzenia i złagodzenie przebiegu reakcji stygnącego materiału z betonem.

Zewnętrzny system chłodzenia zbiornika reaktora (ERVCS)

System ERVCS (ang. *External Reactor Vessel Cooling System*) służy łagodzeniu skutków poważnych wypadków, w których zachowana jest możliwość utrzymania stopionego rdzenia wewnątrz zbiornika reaktora. Jeden ciąg chłodzenia złożony z pompy chłodzenia powyłączeniowego, wraz z odpowiednimi zaworami, rurociągami oraz oprzyrządowaniem i sterowaniem przeznaczony jest do wstępnego zalewania wnętrza zbiornika reaktora do poziomu rurociągu „gorącego”. Po wstępnym zalaniu zbiornika przez pompę chłodzenia powyłączeniowego wykorzystywana jest pompa uzupełniania wody borowej w układzie bezpieczeństwa BAMP (ang. *Boric Acid Makeup Pump*) do zalewania objętości zbiornika reaktora z prędkością przepływu większą niż ubytek wody wynikający z wrzenia od stopionego rdzenia.

Zapasowy system awaryjnego spryskiwania obudowy bezpieczeństwa (ECSBS)

System ECSBS (ang. *Emergency Containment Spray Backup System*) przeznaczony jest do obniżenia temperatury obudowy bezpieczeństwa podczas poważnej awarii poprzez rozpylenie wody chłodzącej. Służy to zmniejszeniu ryzyka utraty integralności obudowy bezpieczeństwa.

Notka o autorze

Dr inż. Jacek Nowicki – Sekretarz Generalny Stowarzyszenia Elektryków Polskich od 2017 r. Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Warszawskiej z 1988 r. Zawodowo związany przez wiele lat z polskimi i międzynarodowymi firmami przemysłu elektrotechnicznego i budownictwa energetycznego: ZWAR, ABB, Schneider Electric, VA Tech, Elektrobudowa i Erbud International. Od 2022 r. przewodniczący Komitetu Energetyki Jądrowej SEP.

Literatura

1. Praca zbiorowa pod redakcją G. Ackermana, *Eksploatacja elektrowni jądrowych*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa, 1987 r.
2. Celiński Z., Strupczewski A., *Podstawy energetyki jądrowej*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa, 1984 r.
3. Hamza I., *APR-1400 PWR Introduction*, KEPCO, Barakah Nuclear Power Plant Project, Abu Dhabi, United Arab Emirates.
4. Jong Tae Seo, KEPCO. *Overview of APR-1400 Design*, IAEA INPRO DF-7, Vienna, November 19-22, 2013.
5. Kaniewski J., Kiełbasa W., Koszuk Ł., Kuczyński A., Rabiński M., Rzymkowski K., Strupczewski A. (Adam), Strupczewski A. (Andrzej), *Leksykon angielsko-polski energetyki jądrowej*, Stowarzyszenie Ekologów na rzecz Energii Nuklearnej SEREN i Ministerstwo Energii, Warszawa, 2017 r.
6. Kubowski J., *Elektrownie jądrowe*, wyd. II, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa, 2014 r.
7. Lindner J., *Evolution, Overview and Status of Gen-III/III+ NPPs*, The IAEA School of Nuclear Energy Management, Trieste, August 10, 2011.
8. Nowicki J., *Blok jądrowy z reaktorem energetycznym AP1000. Rozwiązania konstrukcyjne i perspektywy zastosowań*, „Energetyka”, nr 8/2020.
9. Nowicki J., *Elektrownia Jądrowa Barakah w Zjednoczonych Emiratach Arabskich na bazie bloków energetycznych z reaktorami APR-1400*, „Energetyka”, nr 3/2022.
10. Nowicki J., *Elektrownia Jądrowa Cernavoda – rumuńskie doświadczenia z technologią CANDU*, „Energetyka”, nr 1/2021.
11. Nowicki J., *Polski przemysł dla energetyki jądrowej. Wytyczne wspomagające działania przedsiębiorstw krajowych w budowie elektrowni jądrowych. Część elektryczna elektrowni jądrowej*. Ministerstwo Energii. COSiW SEP, Warszawa 2017.
12. Pawlik M., Strzelczyk F., *Elektrownie*, wyd. VII, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 2014.

Dekarbonizacja energetyki opartej na węglu w Polsce poprzez zastosowanie modułowych reaktorów jądrowych

Decarbonization of coal-based energy production in Poland by application of modular nuclear reactors

Agnieszka Miśkiewicz, Dagmara Chmielewska-Śmietanko, Tomasz Smoliński
Instytut Chemii i Techniki Jądrowej, Warszawa

Streszczenie: Polski przemysł energetyczny w przeważającej większości opiera się na spalaniu paliw kopalnych, z czego ponad 70% stanowi węgiel kamienny i brunatny. Obecna polityka klimatyczna przewiduje drastyczne obniżenie emisji CO₂ do środowiska, a co za tym idzie, konieczność pilnej transformacji polskiego przemysłu energetycznego w przemysł niskoemisyjny. Aby tego dokonać, niezbędne wydaje się zredukowanie przede wszystkim energetyki węglowej opartej na węglu kamiennym i brunatnym. Główne wyzwanie stojące na ścieżce transformacji energetycznej to zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego przy zachowaniu ekonomicznie racjonalnych kosztów. W istniejących strategiach dekarbonizacji rozważane są dwie główne ścieżki dla przyszłości istniejącej infrastruktury elektrowni węglowych. Pierwsza możliwość to całkowite wyłączenie części elektrowni węglowych z systemu i zbudowanie na ich miejsce nowych niskoemisyjnych źródeł energii, wspierane poprzez poprawienie efektywności energetycznej całego systemu. Drugie rozwiązanie to utrzymanie obecnej infrastruktury, dekarbonizując ją np. poprzez zmniejszenie bezpośrednich emisji, dodając wychwytywanie dwutlenku węgla, spalanie biomasy, konwersję na gaz ziemny w cyklu kombinowanym (NGCC) z dodatkowym wychwytywaniem dwutlenku węgla, OZE, energię geotermalną lub wykorzystanie energii jądrowej. Każda z wymienionych opcji niesie za sobą szereg wyzwań technologicznych, planistycznych, a przede wszystkim ekonomicznych. W niniejszym opracowaniu skupiono się na możliwości wykorzystania reaktorów jądrowych jako retrofitów bloków węglowych z zachowaniem, w możliwie najwyższym stopniu, infrastruktury elektroenergetycznej.

Słowa kluczowe: Dekarbonizacja, energia jądrowa, reaktory jądrowe, małe reaktory modułowe (SMR).

Abstract: The Polish power sector is based mainly on fossil fuel combustion, of which more than 70% represent hard and lignite coals. Current climate policy foresees a significant decrease of CO₂ emission to the environment leading to the need for urgent transformation of the Polish power industry into a low-carbon sector. To meet this goal, the reduction of the hard and lignite coal-based power industry is crucial. The main challenge in the power transformation is to ensure energy security in balance with economic reliability. There are two main paths for the use of the coal plant infrastructure to be considered in the present decarbonization strategies. The first one involves the complete shutdown of existing coal power plants and their substitution with a new low-emission energy source, supported by the improvement of power effectiveness of the whole system. The second solution is the preservation of existing infrastructure by applying the decarbonization approach through emission decrease, carbon capture, biomass combustion, natural gas combined cycle (NGCC) with additional carbon capture, renewable energy sources, geothermal power or nuclear power application. All of these options entail many technological, planning and economic challenges. In this paper possibility of nuclear reactor application as the retrofit of coal unit with the maximum use of the existing infrastructure is presented.

Keywords: Decarbonization, nuclear energy, nuclear reactors, small modular reactors (SMR).

Wstęp

Od wieków węgiel był siłą napędową rewolucji przemysłowej na całym świecie. Pomimo to, że odegrał on bardzo ważną rolę w rozwoju nowoczesnej gospodarki, uważany

jest obecnie za główną przyczynę zmian klimatu. Zgodnie z szacunkami w roku 2019 spalanie węgla było odpowiedzialne za ponad 40% całkowitej emisji CO₂ i ponad 75% emisji z produkcji energii [1].

Pomimo faktu, że gospodarki, zwłaszcza krajów rozwijających się, wciąż bazują na węglu, polityczna i finansowa presja, by zastąpić to paliwo przeszłości czystą energią, jest ogromna. Wiele państw w ostatnich latach podejmuje działania, które mają prowadzić do osiągnięcia zerowej emisji netto (ang. *net zero*).

W ostatnich miesiącach inwazja Rosji na Ukrainę, która skutkuje poważnymi zakłóceniami w dostawach paliw, spowodowała, że rządy wielu krajów zrewidowały strategie bezpieczeństwa energetycznego, skupiając się na rozwoju bardziej zróżnicowanych i bazujących na krajowych zasobach źródeł energii.

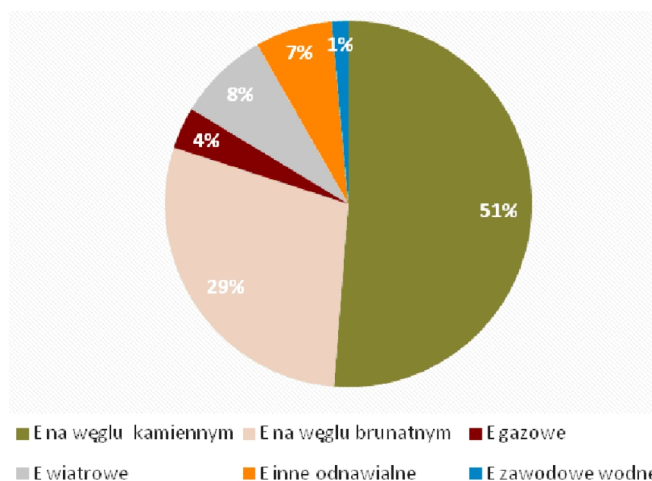
Wszystkie te czynniki powodują, że energetyka jądrowa jest postrzegana jako strategiczne źródło energii, które będzie miało znaczący udział w przeprowadzeniu dekarbonizacji i drodze do osiągnięcia zerowej emisji netto do 2050 roku z jednoczesnym zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego.

Sytuacja energetyczna w Polsce w perspektywie ograniczenia emisji CO₂

Głównym surowcem energetycznym Polski jest węgiel kamienny i brunatny. Około 70% wydobywanego w Polsce węgla kamiennego przeznaczane jest na produkcję energii elektrycznej. Szacuje się, że zasoby węgla kamiennego wystarczą jeszcze na kilka dziesięcioleci [2, 3], lecz dostępność złóż tego surowca staje się coraz trudniejsza, co może wpływać na zwiększenie kosztów wydobywania. Innymi surowcami energetycznymi wykorzystywanymi w Polsce jest ropa naftowa i gaz ziemny, które są w znacznym stopniu importowane. Krajowe wydobywanie ropy naftowej pokrywa mniej niż 3% naszego zapotrzebowania, natomiast gazu ziemnego w ok. 30% [4].

Produkcja energii elektrycznej w Polsce we wrześniu 2022 r. według danych Polskich Sieci Elektroenergetycznych wyniosła 13 506 GWh, a zużycie krajowe wyniosło 13 530 GWh. Największy udział w produkcji energii elektrycznej miały elektrownie zawodowe oparte na węglu (węgiel kamienny – ponad 51,27% i węgiel brunatny – 28,72%). Natomiast energetyka oparta na źródłach odnawialnych 14,86%, w tym farmy wiatrowe miały 8,08% wkładu w produkcję energii, a inne odnawialne 6,78% (rys. 1) [5].

Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce opartej głównie na węglu jest niekorzystna dla środowiska. Polski przemysł elektroenergetyczny jest jednym z najbardziej emisyjnych w skali Europy i świata. W strukturze emisji gazów cieplarnianych w Polsce w 2020 r. największy udział miał właśnie sektor energii – ok. 81,2%, a w ramach tego sektora – procesy spalania paliw (75,5%), a następnie: rolnictwo – 9,1%, procesy przemysłowe – 6,7% i odpady – 3,0%. Emisja na jednostkę wytwarzanej energii



Rys. 1. Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce we wrześniu 2022 r.

Fig. 1. Structure of electric power production in Poland in September 2022.

elektrycznej była najwyższa w Europie, trzykrotnie wyższa niż średnia unijna i wynosiła 724 g CO₂ na kWh.

Konieczność redukcji emisji CO₂ w sektorze elektroenergetycznym jest więc oczywista, co więcej, stała się wymagana w świetle obowiązujących zobowiązań Polski wobec UE. Podpisane w 2016 r. porozumienie paryskie, którego sygnatariuszem jest Polska, wyznaczyło cel powstrzymania trendu wzrostu stężenia CO₂ w atmosferze i rozpoczęło szereg działań zmierzających ku temu [6]. W celu ochrony środowiska powołano Ramową konwencję Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu UNFCCC (*United Nations Framework Convention on Climate Change*), w ramach której powstał Protokół z Kioto. Jest to najważniejszy akt w dziedzinie ochrony klimatu, którego celem jest ograniczenie emisji gazów cieplarnianych, poprzez podejmowanie działań proekologicznych. Polska ratyfikowała Protokół z Kioto w 2002 r., zobowiązując się tym samym do realizacji wyznaczonych w nim celów redukcji emisji gazów cieplarnianych, w tym CO₂.

Oprócz względów ekologicznych za dekarbonizacją sektora energetycznego w Polsce przemawiają również względy ekonomiczne, gdyż emisja CO₂ wiąże się z ponoszeniem opłat z tego tytułu. Ceny uprawnień do emisji CO₂ w UE zmieniają się bardzo dynamicznie. Optymalnym sposobem redukcji wpływu zmiany cen emisji CO₂ byłaby redukcja tej emisji. W kwietniu 2020 r. były na poziomie 20 euro za tonę, lutym 2022 r. wynosiły niemal 100 euro, natomiast w lutym 2023 r. przekroczyły 100 euro za tonę. We wrześniu tego samego roku ceny spadły do ok. 65 euro za tonę, jednak już w lutym 2023 r. przekroczyły 100 euro za tonę. Trzeba jednak dodać, że dekarbonizacja sektora elektroenergetycznego jest warunkiem koniecznym, lecz niewystarczającym do znaczącego zmniejszenia stężenia CO₂ w atmosferze. Niezbędna jest także dekarbonizacja transportu, ogrzewania i przemysłu, jak również postęp w energooszczędności [7].

Polskie bloki węglowe

Polska elektroenergetyka i ciepłownictwo składa się z ponad 300 bloków węglowych o łącznej zainstalowanej mocy ok. 38 GWe [8]. Pojedyncza elektrownia węglowa najczęściej składa się z kilku bloków węglowych. Należy sobie zdawać sprawę, iż nie wszystkie z tych bloków nadają się do dekarbonizacji. Niektóre bloki są zbyt stare (zakłada się granicę wiekową dla bloku ok. 20 lat) i niemodernizowane, inne są zbyt małe, aby jakkolwiek projekt dekarbonizacji i modernizacji był opłacalny ekonomicznie. Według analizy Polskiego Instytutu Ekonomicznego średni wiek liczony od uruchomienia pierwszego bloku dla elektrowni węglowych w Polsce wynosi 47 lat. Dla porównania średni wiek elektrowni węglowych w UE wynosi ok. 35 lat. Od 2016 r. 15 krajów europejskich ogłosiło stopniowe odchodzenie od energetyki węglowej, z czego 14 zamierza osiągnąć ten cel do 2030 r. W Polsce odejście od energetyki węglowej planowane jest w późniejszym terminie [9]. Stosując kryterium wieku elektrowni poniżej 20 lat, okazuje się, iż tylko około połowa, tj. 16,9 GWe energii produkowanej przez 55 bloków, spełnia kryteria dla procesu dekarbonizacji. Pozostałe będą się nadawały jedynie do całkowitego wyłączenia z eksploatacji. Spośród jednostek wskazanych jako najbardziej preferowane do dekarbonizacji ponad połowa to bloki o mocy 200–400 MWe, z czego 75% obsługuje cykle parowe ze szczytowymi temperaturami w zakresie 530–570°C (istnieją również bloki osiągające temperatury do 600°C). Dodatkowo, około dwóch trzecich polskich elektrowni węglowych pracuje w obiegach parowych podkrytycznych (<22,1 MPa) [10].

Ścieżki dekarbonizacji

Przy wyborze sposobu wytwarzania energii w procesie dekarbonizacji energetyki zawodowej w Polsce należy brać pod uwagę ich emisyjność, a także efektywność i stabilność produkcji.

Zakłada się, że elektrownia po dekarbonizacji przy zastosowaniu różnych technologii musi spełniać następujące kryteria:

- emisja podczas całego okresu pracy poniżej 50 gCO_{2eq}/kWh. Jest to przeciętny poziom emisji ze źródeł wytwarzających energię, który musi być osiągnięty do 2050 roku, aby wypełnić założenia Porozumienia Paryskiego [4];
- utrzymanie rocznej produkcji energii (elektryczności i/lub ciepła) na poziomie co najmniej 50% wartości wyjściowej elektrowni. To odpowiada wydajności wytwarzania energii na danym obszarze ~1 MWh/m²/y.

Produkcja energii ze źródeł odnawialnych, w warunkach klimatycznych, jakie panują w Polsce, nie jest w stanie pokryć naszego zapotrzebowania. Do głównych przeszkód w wykorzystywaniu do produkcji energii wyłącznie OZE należy zaliczyć niskie nasłonecznienie w okresie jesienno-

-zimowym oraz długie okresy bezwietrzne na naszej części kontynentu europejskiego. Tę zmienność produkcji energii elektrycznej z wiatru i słońca można w pewnym stopniu kompensować poprzez rozwój szczytowych/bilansujących źródeł energii, sposobów jej magazynowania oraz poszerzenie możliwości zagospodarowania nadwyżek wyprodukowanej energii. Istotnym aspektem jest również dostępność terenu oraz infrastruktury, której wartość stanowi przynajmniej 5% pierwotnych nakładów kapitałowych (CAPEX), i która może być wykorzystana w trakcie pracy elektrowni zastąpionej retrofitem w procesie dekarbonizacji. Rozważając różne opcje dekarbonizacji, począwszy od systemów wtórnego wychwytu dwutlenku węgla, poprzez turbiny wiatrowe, panele fotowoltaiczne, konwersję biomasy, źródła geotermalne, kończąc na reaktorze jądrowym, promuje się źródła oszczędzające powierzchnię, jaka jest niezbędna na posadowienie nowego źródła energii. W tej perspektywie na czoło wysuwają się rozwiązania jądrowe ze względu na wysokie zagęszczenie energii w stosunku do zajmowanej powierzchni [11]. Co więcej, reaktory jądrowe są również niskoemisyjnym sposobem wytwarzania energii, który jest niezależny od warunków klimatycznych, dlatego energetyka jądrowa może odegrać istotną rolę w domknięciu dekarbonizacji sektora energetycznego w Polsce [11].

W niniejszym opracowaniu skupiono się na możliwości wykorzystania reaktorów jądrowych, jako retrofitów bloków węglowych (tzw. Coal-to-Nuclear) z zachowaniem w możliwie najwyższym stopniu infrastruktury elektroenergetycznej.

Reaktory jądrowe jako retrofity bloków węglowych

Zamiana bloku węglowego na reaktor jądrowy, zwana retrofitem, może być dokonana na wielu poziomach integracji: od wykorzystania wyłącznie lokalizacji starej elektrowni węglowej, poprzez wykorzystanie zastanej infrastruktury przesyłowej (prąd oraz/lub ciepło), aż po wymianę w elektrowni jedynie kotła węglowego na reaktor jądrowy, wykorzystując całą konwencjonalną część produkującą parę wodną na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Stopień integracji reaktora z infrastrukturą zastaną ściśle wiąże się z zyskiem ekonomicznym wynikającym z możliwości wykorzystania elementów elektrowni węglowej.

Generalnie elektrownie jądrowe składają się z 2 zasadniczych części, tj.:

- część jądrowa wraz z systemem chłodzenia oraz systemem wyprowadzenia ciepła z reaktora;
- część niejądrowa (konwencjonalna), na którą składają się: wyspa turbinowa przeznaczona do wytwarzania energii elektrycznej oraz infrastruktura towarzysząca, obejmująca wszystkie elementy wyposażenia mechanicznego i elektrycznego, niezwiązanego z pracą wyspy

jądrowej i turbin, takie jak: stacja poboru wody chłodzącej, chłodnie kominowe, przyłącza sieciowe, budynki administracyjne itp.

Niejądrowe części elektrowni jądrowej są niemal identyczne z częściami konwencjonalnej elektrowni węglowej, co czyni reaktory jądrowe doskonałymi retrofitami dla kotłów węglowych.

Prace mające na celu wdrożenie tego typu rozwiązań intensywnie prowadzone są m.in. w USA oraz w Rumunii [12]. Badania nad możliwością wykorzystania retrofitów jądrowych do dekarbonizacji elektrowni węglowych rozpoczęto również w Polsce [10, 13–15]. Zespół z Politechniki Śląskiej oraz Akademii Górniczo-Hutniczej poddał analizie 303 jednostki węglowe o sumarycznej zainstalowanej mocy 33,3 GWe. Do oceny wybrano tylko te jednostki, w których wiek infrastruktury nie przekraczał 20 lat, a minimalna moc pojedynczej jednostki została określona na 50 MWe, aby wykorzystanie retrofitu miało uzasadnienie ekonomiczne. Po uwzględnieniu tych wymagań 55 analizowanych jednostek o łącznej mocy 16 900 MWe poddano dalszej analizie. Analizowano parametry pary, wykorzystanie bloków (produkcja elektryczności lub/i produkcja ciepła procesowego), wykorzystanie zastanej infrastruktury oraz dostępność wody chłodzącej. Zwrócono tu szczególną uwagę na możliwość zastosowania, jako retrofitu, reaktorów SMR, a w szczególności nowoczesnych rozwiązań opartych na reaktorach IV generacji. Biorąc pod uwagę przedstawioną analizę ekonomiczną oraz analizę SWOT (ang. *Strengths, Weaknesses, Opportunities, Threats*), oceniono, że dekarbonizacja małych i średnich bloków węglowych z wykorzystaniem reaktorów SMR oraz zastosowanie instalacji wychwytywania, transportu i składowania dwutlenku węgla dla największych i najnowocześniejszych bloków węglowych mają największy potencjał wdrożeniowy [10]. Przedstawiono również projekt dekarbonizacji bloku węglowego na parametry nadkrytyczne o mocy 460 MW w elektrowni Łagisza przy wykorzystaniu wysokotemperaturowego reaktora SMR o mocy cieplnej 320 MW_{th} chłodzonego stopionymi solami zaprojektowanego przez Kairos Power [14]. Przeprowadzona analiza techniczna nie wykazała żadnych większych trudności, które mogłyby stanąć na przeszkodzie w wykorzystaniu wybranego reaktora SMR jako retrofitu. Analiza ekonomiczna wykazała, że takie podejście jest uzasadnione ekonomicznie i zastosowanie reaktorów SMR, jako retrofitów bloków węglowych z wykorzystaniem zastanej infrastruktury, ma znaczną przewagę nad budową reaktora SMR od podstaw w nowej lokalizacji [14].

Przykłady reaktorów jądrowych, które mogą zastąpić kotły węglowe

Ze względu na przeważającą liczbę bloków węglowych o mocy 200–400 MWe w celu ich modernizacji pod uwagę brane są przede wszystkim reaktory SMR. Obecnie opra-

cowano ponad 70 koncepcji reaktorów tego typu [14]. Reaktory te możemy podzielić na jednostki oparte na reaktorach III generacji: przede wszystkim PWR, BWR stanowiące tzw. downscaling dobrze znanej technologii obecnie używanych reaktorów energetycznych oraz reaktorach IV generacji, wśród których możemy wyróżnić takie konstrukcje, jak: HTR – reaktory wysokotemperaturowe, SCWR – reaktory chłodzone wodą w stanie nadkrytycznym, MSR – reaktory chłodzone stopionymi solami, GFR – reaktory prędkie chłodzone gazem, SFR – reaktory prędkie chłodzone sodem, LFR – reaktory prędkie chłodzone ołowiem. Niektóre z konstrukcji SMR to projekty koncepcyjne, natomiast inne zostały już przetestowane, a nawet wdrożone do eksploatacji [17]. W tabeli 1 przedstawiono przykłady reaktorów SMR, których koncepcje są na wysokim stopniu zaawansowania, a co za tym idzie, skutecznego wdrożenia przemysłowego.

Z punktu widzenia skutecznego wykorzystania reaktora SMR, jako retrofitu jądrowego dla tradycyjnego kotła węglowego, istotne są parametry dostarczanego ciepła, a dokładniej wytwarzanej pary do napędzania turbin. Główną różnicą między konwencjonalnymi jądrowymi systemami dostarczania pary a parą wytwarzaną przez kotły węglowe jest temperatura i ciśnienie pary świeżej. W przypadku reaktorów opartych na III generacji chłodzonych wodą temperatura pary użytkowej nie przekracza 300°C, a ciśnienie wynosi poniżej 15 MPa. Stanowi to istotny problem technologiczny, gdyż turbiny w elektrowniach węglowych wymagają pary w zakresie 530–570°C. SMR-y, które są obecnie najbliższe komercyjnemu wdrożeniu, takie jak NuScale (Corvallis, OR, USA) lub BWRX-300 firmy GE-Hitachi (Wilmington, Karolina Północna, USA), chociaż są chłodzone wodą, jak bloki węglowe, to wytwarzają parę o niższych parametrach, co przedstawiono w tabeli 1. Biorąc pod uwagę tak znaczną różnicę w parametrach wytwarzanej pary, w przypadku zastosowania SMR III generacji wykorzystać można jedynie infrastrukturę przesyłową i systemy towarzyszące. Wraz z wymianą kotła węglowego konieczna będzie również wymiana wyspy turbinowej, co znacznie ogranicza stopień integracji i zyski ekonomiczne płynące z wykorzystania części prądotwórczej z bloku węglowego.

Znacznie wyższy stopień integracji można osiągnąć, stosując nowoczesne rozwiązania oparte na reaktorach IV generacji. Reaktory te, z wyjątkiem w dalszym ciągu opracowywanego reaktora nadkrytycznego SCWR, nie są chłodzone wodą, co umożliwia im generowanie ciepła >550°C, które pokrywa się z wymogami stawianymi przez turbiny wykorzystywane obecnie w elektrowniach węglowych. Szereg tego typu reaktorów SMR wraz z kluczowymi parametrami i przewidywanym czasem wprowadzenia przedstawiono w tabeli 1. Oczywiście niektóre konstrukcje, takie jak USNC (USA/Kanada) czy U-battery (UK), charakteryzują się zbyt niską mocą na potrzeby retrofitu dla polskich elektrowni węglowych. Pływające konstrukcje

Tabela 1. Przykładowe konstrukcje reaktorów SMR możliwe do wykorzystania na potrzeby dekarbonizacji polskiej energetyki zawodowej [12, 16, 18].

Table 1. Examples of SMR reactors considered to be applied in the domestic power industry decarbonization [12, 16, 18].

Reaktor	TYP REAKTORA	Chłodziwo / moderator	Moc cieplna / elektryczna	Temperatura / ciśnienie produkowanej pary	Paliwo	Status
NUSCALE	PWR III gen	Woda	77 MWe/unit	217°C / 288°C 5,4MPa	UO ₂ wzbogacone do 5%	Planowane 2029 w USA
BWRX-300 - GE Hitachi Nuclear Energy	BWR III gen	Woda	870 MWth 270–290 MWe	270 / 287°C 7,2 MPa	UO ₂ wzbogacone 3,40–4,95%	Planowane 2029 w Polsce
Kairos KP-FHR (USA)	MSR IV gen	Sole	320 MWth / 140 MWe	585 °C/ 19 MPa	Uran wzbogacony 19,75%	Planowane 2030 lub wcześniej
HTR-PM (Chiny)	HTR IV gen	Gaz	250 MWth / 210 MWe	570 °C, (600 °C, II generacja)	Paliwo kulowe UO ₂ wzbogacone 8,5%	Obecnie eksploatowany w Chinach
Seaborg (Dania)	MSR IV gen	Sole	250 MWth	570–580°C	HALEU wzbogacone 5–20%	Planowane 2026
Terrestrial Energy IMSR (Kanada)	MSR IV gen	Sole	400 MWth	ok. 585°C	Nisko wzbogacone UF ₄ LEU	Planowane koniec lat 2025–2030, obecnie licencjonowanie w Kanadzie
USNC (USA/Kanada)	IV gen HTGR	Gaz	15 MWth	~ 550°C	TRISO HALEU <19,75%	Planowane 2025–2030
U-battery UK	IV gen HTGR	Gaz	10 MWth	600°C	TRISO HALEU <19,75%	Planowane 2028
ThorCon (USA)	MSR IV gen	Sole	557 MWth 258 MWe	550°C para	Uran wzbogacony 19,7% i 9,0 kg Th/dzień	Planowane 2028 w Indonezji
X-Energy (USA)	IV gen HTGR	Gaz	200 MWth 80 MWe	750°C Hel 565°C para	Triso X UCO, UO ₂ Wzbogacenie 5–20%	Planowane 2027

proponowane przez Seaborg (Dania) prawdopodobnie również byłyby problematyczne jako retrofity. Pozostałe rozwiązania wydają się warte analizy i przyszłych badań. Należy podkreślić, iż rozwiązania takie jak reaktory wysokotemperaturowe oraz reaktory chłodzone stopionymi solami lub ołowiem są konstrukcjami badanymi od wielu lat, a niejednokrotnie wdrażanymi na potrzeby wojska lub nawet komercyjnie, jak HTR-PM [18].

Wyzwania prawne i logistyczne projektu „Coal-to-Nuclear”

Zastąpienie konwencjonalnych kotłów węglowych małymi modułowymi reaktorami jądrowymi niesie za sobą konieczność spełnienia wszystkich wymogów formalnych i administracyjnych przewidzianych w polskim prawie dla budowy konwencjonalnych reaktorów jądrowych. Przygotowanie do budowy elektrowni jądrowej, budowa, a następnie eksploatacja elektrowni oraz jej likwidacja wymagają spełnienia najwyższych norm bezpieczeństwa.

Identyfikacja obszarów, istotnych z punktu bezpieczeństwa całego procesu modernizacji bloków węglowych poprzez zastąpienie ich reaktorami jądrowymi, jest jednym z zadań (Zadanie nr 3: Organizacja i bezpieczeństwo procesu modernizacji i eksploatacji elektrowni i bloków energetycznych z reaktorami jądrowymi generacji III/III+ i IV) realizowanego obecnie projektu GOSPOSTRATEG pt.: „Plan dekarbonizacji krajowej energetyki zawodowej na drodze modernizacji z wykorzystaniem reaktorów jądrowych (DEsire)” [13]. Obszary te są następujące:

1. formalne wymagania oraz zalecenia nakładane przez organizacje międzynarodowe oraz krajowe na proces projektowania oraz eksploatacji systemów energetyki jądrowej;
2. potencjalne zagrożenia jądrowe dla personelu bloku oraz lokalnej ludności;
3. stosowane rozwiązania systemów zabezpieczeń reaktora, obiegu cieplnego turbiny parowej oraz infrastruktury pomocniczej;
4. postępowanie z odpadami promieniotwórczymi i wypalonym paliwem jądrowym.

W każdym z tych 4 obszarów zidentyfikowany został zestaw kryteriów, które muszą być wzięte pod uwagę przy ocenie bezpieczeństwa całego procesu modernizacji istniejących bloków węglowych.

Wymagania formalne i ścieżka administracyjna prowadząca do wdrożenia energetyki jądrowej, również w procesie dekarbonizacji energetyki węglowej, są określone w dwóch aktach prawnych: (i) ustawa z dnia 29 listopada 2000 r. Prawo atomowe [19] oraz (ii) ustawa z dnia 29 czerwca 2011 r. o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących [20], a także w szeregu aktów wykonawczych [21–23].

Podczas procesu licencjonowania wdrażania każdego obiektu jądrowego, również SMR, szczegółowej analizie podlega m.in. szereg aspektów środowiskowych, takich jak: występowanie powodzi, huraganów, ekstremalnych opadów śniegu lub deszczu, lokalizacja zakładów przemysłowych, których obecność może stanowić zagrożenie dla

posadowienia reaktora jądrowego, obecność dużego lotniska czy też zagrożenia sejsmiczne. Polska nie leży na obszarze aktywnym sejsmicznie, ale należy brać pod uwagę występowanie uskoków i zagrożenia sejsmiczne w rejonie eksploatowanych złóż kopalin. Czynniki, które wykluczają daną lokalizację jako spełniającą wymogi dla posadowienia obiektu jądrowego, zostały zebrane w tabeli 2 [21].

Jednym z bardziej istotnych kryteriów zidentyfikowanym w obszarze zagrożeń jądrowych dla personelu bloku oraz lokalnej ludności (obszar nr 2) jest gęstość zaludnienia w regionie lokalizacji (czyli w obszarze <30 km od obiektu jądrowego) z uwagi na możliwość narażenia lokalnej ludności na oddziaływanie promieniowania jonizującego w przypadku awarii obiektu. Kolejnym kryterium w tym obszarze jest stopień rozbudowania infrastruktury komunikacyjnej, która przekłada się na możliwość ewakuacji i prowadzenia akcji ratowniczych w sytuacjach awaryjnych. Istotne znaczenie z punktu widzenia potencjalnej możliwości rozprzestrzeniania się substancji promienio-

Tabela 2. Czynniki wykluczające posadowienie obiektu jądrowego w danej lokalizacji.

Table 2. Hazards excluding the area as the potential nuclear plant site.

Lp.	Czynnik wykluczający posadowienie obiektu jądrowego
1.	W granicach planowanego miejsca usytuowania obiektu jądrowego występują grunty o słabych parametrach mechanicznych, w tym grunty słabonośne, pęczniące lub o innych wysoce niekorzystnych parametrach dla posadowienia obiektu jądrowego, których usunięcie, zastąpienie lub wzmocnienie jest niemożliwe.
2.	W podłożu lokalizacji obiektu jądrowego w odległości mniejszej niż 20 km od granic planowanego miejsca posadowienia obiektu jądrowego występuje uskok aktywny lub uskok, co do którego istnieje prawdopodobieństwo uaktywnienia większe niż raz na 10 000 lat, a wystąpienie tego uaktywnienia mogłoby spowodować zagrożenie bezpieczeństwa jądrowego obiektu.
3.	W regionie lokalizacji w ciągu ostatnich 10 000 lat wystąpiło trzęsienie ziemi o skali 8 EMS-98 lub istnieje prawdopodobieństwo wystąpienia trzęsienia ziemi o takiej skali większe niż raz na 10 000 lat.
4.	Jest możliwe trzęsienie ziemi o prawdopodobieństwie wystąpienia większym niż raz na 10 000 lat i skali poniżej 8 EMS-98, które uniemożliwi bezpieczną eksploatację obiektu jądrowego.
5.	W regionie lokalizacji istnieje ryzyko wystąpienia zjawisk geologicznych zagrażających stabilności podłoża, takich jak silne procesy sufozyjne lub krasowe, obrywy, osuwiska lub inne zjawiska geodynamiczne mogące mieć wpływ na bezpieczeństwo jądrowe obiektu jądrowego, które nie mogą być skompensowane konstrukcyjnie.
6.	W obszarze lokalizacji istnieje ryzyko wystąpienia powodzi lub podtopień zagrażających bezpieczeństwu jądrowemu obiektu jądrowego, które nie mogą być skompensowane konstrukcyjnie.
7.	W regionie, dla którego rozpatrywano dane z zakresu sejsmiki i tektoniki, w ciągu ostatnich 60 lat była lub jest prowadzona: <ul style="list-style-type: none"> • działalność polegająca na wydobyciu kopalin; • działalność polegająca na podziemnym bezzbiornikowym magazynowaniu substancji lub podziemnym składowaniu odpadów; • inna działalność mogąca spowodować zagrożenie bezpieczeństwa jądrowego obiektu jądrowego przez indukowanie wstrząsów sejsmicznych, powodowanie uaktywnienia struktur uskokowych lub przemieszczanie, zapadanie czy upłynnianie gruntów bądź w regionie tym wystąpiły takie skutki tych działań, które przy wystąpieniu w trakcie eksploatacji obiektu jądrowego zagrażałyby bezpieczeństwu jądrowemu obiektu jądrowego.
8.	Nie będzie możliwe przeprowadzenie niezbędnych działań interwencyjnych w przypadku wystąpienia zdarzenia radiacyjnego w obiekcie jądrowym.
9.	W odległości mogącej wpływać negatywnie na bezpieczeństwo jądrowe obiektu jądrowego znajduje się: <p>(jeżeli negatywny wpływ tego obiektu nie może być skompensowany konstrukcyjnie)</p> <ul style="list-style-type: none"> • obiekt wojskowy lub wojskowy teren zamknięty wraz ze strefą ochronną terenu zamkniętego; • zakład mogący oddziaływać na obiekt jądrowy chemicznie, biologicznie lub mechanicznie; • urządzenie wodne w rozumieniu ustawy z dnia 18 lipca 2001 r. – Prawo wodne.
10.	W odległości mniejszej niż 10 km od granic planowanego miejsca usytuowania obiektu jądrowego znajduje się lotnisko cywilne, chyba że prawdopodobieństwo uderzenia dużego samolotu cywilnego w obiekt jądrowy jest mniejsze niż raz na 10 000 000 lat.

twórczych na zewnątrz obiektu jądrowego mają także warunki hydrogeologiczne oraz wietrzność regionu lokalizacji obiektu jądrowego.

Z punktu widzenia rozwiązań systemu bezpieczeństwa reaktora oraz infrastruktury pomocniczej (obszar nr 3) istotne są następujące kryteria:

- liczba systemów zabezpieczeń;
- redundancja systemów chłodzenia, kryterium to odzwierciedla przygotowanie danej technologii na potencjalną sytuację awaryjną. Szczególnie ważne wydaje się to w przypadku reaktorów III generacji chłodzonych wodą;
- dostęp do lokalnych źródeł wody w ilości wystarczającej na potrzeby chłodzenia obiektu jądrowego (jest to kryterium kluczowe dla reaktorów chłodzonych wodą);
- moc reaktora, którą w pewien sposób można przełożyć na skutki poważnej awarii reaktora z uszkodzeniem obudów bezpieczeństwa;
- stopień zaawansowania technologii będący jednym z kluczowych kryteriów wskazujących, które rozwiązania technologiczne mają szansę na realne zastosowanie w najbliższym czasie. Z oczywistych względów technologia wybrana do zastąpienia kotłów węglowych reaktorami jądrowymi powinna być sprawdzona.

Paliwo jądrowe, jego dostępność, transport, a także technologie jego zagospodarowania po przerobie (obszar nr 4) to bardzo ważne kwestie, które należy wziąć pod uwagę przy rozważaniu dekarbonizacji poprzez zastosowanie reaktorów jądrowych. O ile w przypadku reaktorów generacji III/III+ kwestie związane z paliwem jądrowym są opracowane i sprawdzone, o tyle w przypadku reaktorów IV generacji (w tym SMR) są one nadal na etapie opracowania. Mnogość technologii SMR jest jednoznacznie związana ze stosowaniem wielu różnych rodzajów paliwa o różnym stopniu wzbogacenia. W kilku projektach reaktorów IV generacji rozważa się wykorzystanie paliwa o podwyższonej zawartości wzbogaconego uranu (maksymalnie do 20%), tzw. HALEU, jednak jego zastosowania obecnie są ograniczone do produkcji małych partii do reaktorów badawczych i produkcji radioizotopów medycznych. Ponadto dostawa paliwa HALEU wymaga poprawy obecnej infrastruktury, w szczególności zakładów produkcji i wzbogacania takiego paliwa, w celu zachowania wymogów bezpieczeństwa jądrowego. Oczekuje się, że LWR-SMR będą wykorzystywać paliwo niskowzbogacone, ale skutkuje to mniejszą sprawnością cieplną i bezpośrednio wpływa na koszty cyklu paliwowego. Paliwo do reaktorów jądrowych zakupione u dostawców/producentów zagranicznych będzie wymagało odpowiedniego transportu z zapewnieniem bezpieczeństwa zarówno pracowników odpowiedzialnych za transport, pracowników elektrowni, jak i ogółu ludności.

Innym ważnym czynnikiem, który należy wziąć pod uwagę, planując zastąpienie kotłów węglowych reaktorami jądrowymi, jest ilość wytwarzanego wypalonego paliwa

jądrowego oraz odpadów promieniotwórczych, a także sposób ich zagospodarowania. Ilość wypalonego paliwa jądrowego, jego postać chemiczna i radiochemiczna, całkowita aktywność, a także rodzaj odpadów promieniotwórczych powstających podczas eksploatacji różnych typów reaktorów mogą być bardzo różne. Od wszystkich tych czynników zależy sposób magazynowania, transportu i ostatecznej utylizacji tych materiałów.

Przykłady transformacji „Coal-to-Nuclear”

W Stanach Zjednoczonych udział węgla w wytwarzaniu energii spada od 2000 r., a 28% elektrowni węglowych będzie zamknięte do 2035 r. Proces zamykania elektrowni węglowych wiąże się z utratą pracy przez zatrudnionych w nich pracowników oraz powolnym niszczeniem niewykorzystywanej infrastruktury.

We wrześniu 2022 r. ukazał się raport Departamentu Energii Stanów Zjednoczonych (ang. *U.S. Department of Energy – DOE*). W wyniku przeprowadzonych analiz oceniono, że spośród 157 wyłączonych z eksploatacji elektrowni węglowych oraz 237 wciąż działających elektrowni w sumie 215 elektrowni posiada potencjał do przeprowadzenia modernizacji i zastąpienia konwencjonalnych kotłów węglowych SMR-ami z wykorzystaniem istniejącej infrastruktury elektrowni węglowych. Daje to łącznie ponad 260 GW w zainstalowanej mocy elektrycznej. Na przykładzie modernizacji elektrowni węglowej o mocy 924 MWe poprzez posadowienie elektrowni jądrowej z wykorzystaniem części infrastruktury korzyści ekonomiczne dla analizowanego regionu zostały oszacowane w przybliżeniu na 275 milionów USD oraz 650 nowych, stałych miejsc pracy.

Podczas wstępnej analizy odrzucono, ze względu na stan infrastruktury lub zmianę przeznaczenia miejsca, wszystkie elektrownie węglowe, które zakończyły swoją pracę przed 2012 r. Po wstępnej analizie stwierdzono, że najwyższą ocenę uzyskały lokalizacje o małej gęstości zaludnienia (500 osób/mi²) w odległości 4 mile od miejsca posadowienia reaktora [24]. Wytyczne dotyczące posadowienia reaktora jądrowego bazują na dawce granicznej dla ludności. Dodatkowo dokument Regulatory Guide opublikowany przez amerykański urząd dozoru jądrowego US Nuclear Regulatory Commission (NRC) zaleca wykluczenie regionów, w których gęstość zaludnienia jest większa niż 500 osób/mi² w odległości 20 mil od miejsca posadowienia reaktora [25]. Jednak, biorąc pod uwagę mniejszy rozmiar reaktora i większe jego bezpieczeństwo, NRC ostatnio przygotowała nowe rekomendacje dla oceny posadowienia reaktorów SMR, które zostały zaaprobowane w lipcu 2022 r. [26]. Na ich podstawie granica strefy zamkniętej (ang. *Exclusion area boundary*) wokół obiektu jądrowego może odpowiadać granicy strefy niskiej gęstości zaludnienia (ang. *Low-population zone*),

gdyż wielkość dawki dla populacji maleje wraz z wielkością reaktora. Jeżeli jednak obliczona dawka dla populacji powoduje, że strefa o małej gęstości zaludnienia jest większa od strefy zamkniętej lub jeżeli dawka przekracza 0,01 Sv przez kolejnych 30 dni, wtedy z posadowienia reaktora są wykluczone obszary o gęstości zaludnienia większej niż 500 osób/mi² w odległości odpowiadającej dwukrotnej odległości, dla której obliczono powyższą dawkę. Takie podejście z pewnością jest korzystne dla posadowienia SMR w bardziej zaludnionych obszarach. Na przykład, wniosek złożony przez Tennessee Valley Authority (TVA) dotyczący uzyskania pozwolenia lokalizacyjnego w Clinch River zawiera określenie strefy zamkniętej w odległości tylko 2 mil od reaktora, a kolejne 2 mile to strefa o małej gęstości zaludnienia.

W dalszym postępowaniu oceniano wpływ zagrożeń (występowanie powodzi, osuwisk ziemi, obecność uskoków, obszarów chronionych i obiektów mogących negatywnie wpływać na bezpieczeństwo jądrowe obiektu jądrowego), możliwość bezpiecznego wyłączenia reaktora w trakcie trzęsienia ziemi oraz gęstość zaludnienia dla obszarów w odległości 0,5 mili i 1 mili. Dla obu odległości 80% wyłączonych z użycia elektrowni jądrowych pozytywnie przeszło ocenę pod kątem posadowienia reaktorów SMR, a po rozszerzeniu rozpatrywanego w ocenie obszaru do odległości 2 mile z tej liczby ubywa tylko 6 lokalizacji.

Ważną rolę reaktorów SMR w dekarbonizacji widzi też rząd Kanady, gdzie wciąż działa 14 bloków węglowych usytuowanych w 4 prowincjach. Wszystkie te bloki węglowe mogą być zastąpione SMR-ami do 2045 roku. Całkowita zainstalowana moc wynosiłaby wtedy ~55 GW. Trzy elektrownie o największej zainstalowanej mocy znajdowałyby się w Genesee (0,90 GW), Keephills (0,90 GW) i Boundary Dam (0,80 GW). Jednocześnie jest rozważana budowa reaktorów SMR w nowych lokalizacjach [27].

Podsumowanie

Dekarbonizacja sektora energetycznego jest fundamentalnym przedsięwzięciem dla polskiej gospodarki. Wymaga ono zarówno nakładów inwestycyjnych, jak i bardzo dobrze zaplecza planistycznego. Wybór reaktorów SMR jako retrofitów bloków węglowych wydaje się rozsądnym posunięciem. Pozwoliłoby ono, w dużej mierze, na zachowanie obecnej infrastruktury energetycznej, co znacząco zwiększyłoby oszczędności już na etapie inwestycji. Pierwszym krokiem na drodze do wdrożenia SMR-ów muszą być badania, ekspertyzy, planowanie oraz akceptacja społeczeństwa dla takich rozwiązań. Kluczowe jest rozsądne podejście do wszystkich aspektów realizacji takiego przedsięwzięcia. Swoją rolę w procesie dekarbonizacji

powinni odegrać zarówno inwestorzy, jednostki naukowe, PAA, jak i rząd Polski. Nie można zapominać o kwestiach administracyjno-prawnych, które nierzadko nie nadążają za nową technologią, co znacząco spowalnia wprowadzanie nowych rozwiązań. Wdrożenie reaktorów SMR jako retrofitów wymagać będzie spełnienia szeregu warunków prawnych, norm i przepisów, które mają zagwarantować bezpieczne ich użytkowanie. W takiej sytuacji kluczową rolę odgrywają projekty takie jak DESire, mające w perspektywie uruchomienie krajowego Klastra Transformacji Energetyki Zawodowej (KTEZ), aby nadać bieg oraz wspomóc proces dekarbonizacji polskiego sektora energetycznego m.in. poprzez wprowadzenie technologii jądrowych. Klaster Transformacji Energetyki Zawodowej będzie stanowić zaplecze badawczo-doradcze dla wsparcia procesu dekarbonizacji scentralizowanych systemów wytwarzania energii w Polsce. Założeniem powołania oraz pilotażu KTEZ jest ustanowienie platformy dla interesariuszy poszukujących wsparcia podczas rozważania różnych ścieżek dekarbonizacyjnych w zakresie energetyki, nie tylko węglowej, ale również gazowej.

Podziękowania

Praca powstała w wyniku realizacji projektu pt.: „Plan dekarbonizacji krajowej energetyki zawodowej na drodze modernizacji z wykorzystaniem reaktorów jądrowych”, finansowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach Programu „Społeczny i gospodarczy rozwój Polski w warunkach globalizujących się rynków” GOSPOSTRATEG (Umowa nr: Gospostateg VI/0032/2021-00 z dn.15.03.2022 r.).

Notki o autorach

Dr inż. Agnieszka Miśkiewicz – adiunkt w Instytucie Chemii i Techniki Jądrowej, członek Zarządu Polskiego Towarzystwa Nukleonowego oraz Women in Nuclear Polska, członek Polskiego Towarzystwa Membranowego, zajmuje się tematyką związaną z energetyką jądrową, w szczególności dotyczącą zagospodarowania odpadów promieniotwórczych, a także zastosowaniem energii jądrowej w nauce i przemyśle. Koordynator, ze strony IChTJ, projektu DESire – „Plan dekarbonizacji krajowej energetyki zawodowej na drodze modernizacji z wykorzystaniem reaktorów jądrowych”.

Dr inż. Dagmara Chmielewska-Śmietanko – adiunkt w Instytucie Chemii i Techniki Jądrowej, członek zarządu Polskiego Towarzystwa Nukleonowego, zajmuje się zagadnieniami dotyczącymi energetyki jądrowej, chemii radiacyjnej oraz przemysłowych zastosowań akceleratorów elektronów. Koordynator europejskiego projektu RADOV, członek zespołu realizującego projekt DESire.

Mgr inż. Tomasz Smoliński – zastępca Kierownika Laboratorium Techniki Jądrowych oraz kierownik Pracowni Jądrowych Metod Inżynierii Procesowej w Instytucie Chemii i Techniki Jądrowej, członek ISTRa, certyfikowany specjalista ds. badań radioizotopowych (level 3), zajmuje się zagadnieniami badań radioizotopowych dla przemysłu i nauki, tematyką rozwoju energetyki jądrowej oraz gospodarki odpadami promieniotwórczymi, członek zespołu realizującego projekt DESire.

Literatura

1. Greenhouse Gas Emissions from Energy database [Greenhouse Gas Emissions from Energy – Data product – IEA], dostęp: 25.11.2022.
2. Paszcza H., Ocena stanu zasobów węgla kamiennego w Polsce z uwzględnieniem parametrów jakościowych i warunków załęgania w aspekcie zapewnienia bezpieczeñstwa energetycznego kraju, Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energii Polskiej Akademii Nauk, Nr 83 (2012).
3. Dubiński J., Turek M., Dostępność zasobów węgla dla polskiej energetyki, Prace Naukowe GIG, Górnictwo i Środowisko, Nr 2(2007).
4. Energia 2022, Departament Przedsiębiorstw GUS Wydział Bilansów Paliw, Surowców i Materiałów, Warszawa 2022.
5. <https://www.rynekelektryczny.pl/produkcja-energii-elektrycznej-w-polsce/>, dostęp: 16.12.2022.
6. <https://eur-lex.europa.eu/content/paris-agreement/paris-agreement.html?locale=pl>, dostęp: 16.12.2022.
7. Perspektywy dekarbonizacji wytwarzania energii elektrycznej w Polsce. NAUKA 3/2021, 7–28 DOI: 10.24425/nauka.2021.136314.
8. www.rynekelektryczny.pl/moc-zainstalowana-oze-w-polsce/ (dostęp 5.12.2022).
9. www.cire.pl/artykuly/serwis-informacyjny-cire-24/182259-sredni-wiek-elektrowni-w-C2%AD0polsce-to-C2%AD047-lat (dostęp 05.12.2022).
10. Qvist S., Gładysz P., Bartela Ł., Sowiżdżał A., Retrofit Decarbonization of Coal Power Plants—A Case Study for Poland. *Energies*. 2021; 14(1):120. <https://doi.org/10.3390/en14010120>
11. UNITED NATIONS ECONOMIC COMMISSION FOR EUROPE “Life Cycle Assessment of Electricity Generation Options”, UNITED NATIONS GENEVA, 2021.
12. www.iaea.org/newscenter/news/repurposing-fossil-fuel-power-plant-sites-with-smrs-to-ease-clea (dostęp 07.12.2022).
13. projektdesire.pl/ (dostęp 08.12.2022).
14. Bartela Ł., Gładysz P., Ochmann J., Qvist S., Sancho L.M., Repowering a Coal Power Unit with Small Modular Reactors and Thermal Energy Storage. *Energies*. 2022; 15(16):5830. <https://doi.org/10.3390/en15165830>
15. Poland 2022 - Energy Policy Review INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, IEA Publications, www.iaea.org
16. IAEA What are Small Modular Reactors (SMRs)? <https://www.iaea.org/newscenter/news/what-are-small-modular-reactors-smrs> (dostęp 12.12.2022).
17. [ANSTO, www.ansto.gov.au/our-science/nuclear-technologies/reactor-systems/generation-iv-nuclear-reactors (dostęp 12.12.2022).
18. World Nuclear News: “China’s demonstration HTR-PM reaches full power” www.world-nuclear-news.org/Articles/China-s-demonstration-HTR-PM-reaches-full-power (dostęp 15.12.2022).
19. Ustawa z dnia 29 listopada 2000 r. Prawo atomowe (Dz. U. z 2021 r. poz. 1941 oraz z 2022 r. poz. 974).
20. Ustawa z dnia 29 czerwca 2011 r. o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących (Dz. U. z 2021 r. poz. 1484).
21. Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 10 sierpnia 2012 r. w sprawie szczegółowego zakresu przeprowadzania oceny terenu przeznaczonego pod lokalizację obiektu jądrowego, przypadków wykluczających możliwość uznania terenu za spełniający wymogi lokalizacji obiektu jądrowego oraz w sprawie wymagań dotyczących raportu lokalizacyjnego dla obiektu jądrowego (Dz. U. poz. 1025).
22. Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 31 sierpnia 2012 r. w sprawie wymagań bezpieczeñstwa jądrowego i ochrony radiologicznej, jakie ma uwzględniać projekt obiektu jądrowego (Dz. U. z 2012 r. poz. 1048).
23. Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 31 sierpnia 2012 r. w sprawie zakresu i sposobu przeprowadzania analiz bezpieczeñstwa przeprowadzanych przed wystąpieniem z wnioskiem o wydanie zezwolenia na budowę obiektu jądrowego, oraz zakresu wstępnego raportu bezpieczeñstwa dla obiektu jądrowego (Dz. U. poz. 1043).
24. U.S Department of Energy Report INL/RPT-22-67964, Hansen J., Jenson W., Wrobel A., Stauff N., Biegel K., Kim T., Belles R., Omitaomu F., Investigating Benefits and Challenges of Converting Retiring Coal Plants into Nuclear Plants, 13 September 2022.
25. NRC. (2014). General Site Suitability Criteria for Nuclear Power Stations. RG 4.7, Revision 3, March 2014.
26. NRC. (2020). Population Related Siting Considerations for Advanced Reactors. SECY 20-0045, May 8, 2020.
27. Sichen G., Huang G., Zhang X., Han D., Small modular reactors enable the transition to a low-carbon power system across Canada, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 169(2022) 112905, DOI: 10.1016/j.rser.2022.112905.

Zjawiska ochronne w radiolizie suchych produktów spożywczych

Protective phenomena in radiolyses of dry food products

Wojciech Głuszewski, Grzegorz Guzik
Instytut Chemii i Techniki Jądrowej

Streszczenie: Ochronne efekty, jakie wykazują aromatyczne związki w organicznej chemii radiacyjnej, dotyczą również radiolizy produktów spożywczych. Zjawiska to są poznawczo interesujące z punktu widzenia zarówno **radiacyjnej dekontaminacji**, jak i **identyfikacji napromieniowania** żywności. Przepisy Unii Europejskiej zezwalają na radiacyjne utrwalanie przypraw suchych, w tym suszonych ziół aromatycznych oraz przypraw korzennych i warzywnych. Zgodnie z unijnym prawem każdy kraj członkowski dysponuje również własnym wykazem środków spożywczych, które można poddać działaniu promieniowania jonizującego. Radiacyjnej konserwacji poddaje się wiele suplementów diety i fitofarmaceutyków.

W pracy zbadano odporność radiacyjną dziesięciu wybranych suchych produktów roślinnych o różnej zawartości antyoksydacyjnie działających związków aromatycznych. Jako kryterium ochronnego działania przyjęto wydajność wydzielania wodoru, który jest głównym (ponad 90%) gazowym produktem radiolizy naturalnych i syntetycznych polimerów. Gazowa chromatografia w zaproponowanej stosunkowo prostej wersji (kolumna pakowana, detektor cieplnoprzewodnościowy) pozwala równolegle oznaczać również wydajności pochłanianego tlenu. Za pomocą elektronowego rezonansu paramagnetycznego (EPR) oceniono, jak antyoksydanty wpływają na liczbę wolnych rodników powstających w wyniku oderwania atomu wodoru. Wykazano, że nawet niewielkie ilości związków aromatycznych zwiększają odporność radiacyjną suchych produktów spożywczych. Ograniczają one zmiany we właściwościach napromieniowanej żywności. Z drugiej strony mogą być przeszkodą w identyfikacji napromieniowania niektórych produktów.

Słowa kluczowe: Napromieniowanie, radiacyjna konserwacja żywności, identyfikacja napromieniowania żywności, przyprawy, chromatografia gazowa, elektronowy rezonans paramagnetyczny.

Abstract: *The protective effects of aromatic compounds in organic radiation chemistry also apply to the radiolysis of food products. These phenomena are cognitively interesting from the point of view of both radiation decontamination and identification of food irradiation. European Union regulations allow for radiation preservation of dry spices, including dried aromatic herbs and spices and vegetable spices. In accordance with EU law, each Member State also has its own list of foodstuffs that can be treated with ionizing radiation. Many dietary supplements and phytopharmaceuticals are subjected to radiation preservation.*

In this work, the radiation resistance of 10 selected dry plant products with different concentrations of antioxidant aromatic compounds was examined. The efficiency of hydrogen evolution, which is the main (over 90%) gaseous product of radiolysis of natural and synthetic polymers, was adopted as a criterion for the protective effect. Gas chromatography in the proposed relatively simple version (packed column, thermal conductivity detector) allows to simultaneously determine the efficiency of absorbed oxygen. Using electron paramagnetic resonance (EPR), it was assessed how antioxidants affect the number of free radicals formed as a result of the detachment of a hydrogen atom. It has been shown that even small amounts of aromatic compounds increase the radiation resistance of dry food products. They limit changes in the properties of irradiated food. On the other hand, they can be an obstacle in identifying the irradiation of certain products.

Keywords: *Irradiation, radiation preservation of food, identification of food irradiation, spices, gas chromatography, electron paramagnetic resonance.*

Radiacyjne utrwalanie żywności

Jak wiadomo, niektóre przyprawy, zwłaszcza egzotyczne, mogą zanieczyszczać produkty spożywcze drobnoustrojami, w tym również termoodpornymi przetrwalnikami. Staje się to powodem szybszego psucia np. mięsnych konserw zawierających zlej jakości dodatki. Producenci muszą więc zwracać uwagę na czystość, jałowość i podatność na wtórną kontaminację wyrobów. Skutecznym sposobem inaktywacji vegetatywnych i co ważniejsze również spoczynkowych form bakterii (sporów) jest obróbka radiacyjna [1]. Warto podkreślić, że działania promieniowań jonizujących prowadzą jedynie do zmian chemicznych w materiałach. Fizycznie nie jest możliwe wywołanie w przemysłowych instalacjach sztucznej promieniotwórczości. Nie należy więc mylić napromieniowania z promieniotwórczością. Po trwających od ponad pół wieku badaniach nad radiacyjnym utrwalaniem żywności eksperci FAO/WHO¹ uznali, że ma ono korzystny wpływ na zdrowie populacji. Połączone komisje FAO/WHO i Komisja Kodeksu Żywnościowego opublikowały w 1984 roku (*Codex Alimentarius t. XV*) normę ogólną dla napromieniowania żywności. Z kolei prace legislacyjne Komisji Europejskiej i Rady Unii Europejskiej doprowadziły do opracowania przepisów dotyczących napromieniowania żywności i oznakowania produktów poddanych działaniu promieniowania jonizującego (dyrektywy: ramowa 1999/2/EC² i wprowadzająca 1999/3/EC³ z 1999 r.).

Unikatowość radiacyjnych technik konserwacji ziół, przypraw ziołowych, suszonych grzybów i żywności polega na tym, że przemianom chemicznym ulega jedynie niewielka część produktu [2]. Wysokie temperatury prowadzące do unieszkodliwienia patogenów są wytwarzane jedynie w nielicznych miejscach, w których dochodzi do wybicia elektronu (jonizacji). W pewnym przybliżeniu można przyjąć, że jedno tzw. gniazdo jonizacji przypada na 100 000 nienaruszonych merów (cząsteczek). Wystarcza to jednak do uszkodzenia dużych w skali atomowej komórek patogenów. Warto podkreślić, że radiacyjna higienizacja jest skuteczna w dowolnej temperaturze [3]. Najczęściej procesy obróbki radiacyjnej dla wygody prowadzi się w temperaturze otoczenia. Zdarza się jednak, że np. wyroby mięsne napromieniowuje się po ich zamrożeniu. Dawki stosowane do konserwacji produktów żywnościowych oraz suplementów diety są zwykle na poziomie kilku kGy. Jedynie w szpitalach dla osób z wysokim ryzykiem infekcji sterylizuje się żywność relatywnie wysokimi dawkami. Doświadczenia w tej dziedzinie wykorzystywane są również w sytuacjach, gdy właściwe przechowywanie

żywności nie jest możliwe (loty kosmiczne, wyprawy podróźnicze, wojsko).

Średnia ilość energii przekazywana przez promieniowanie jonizujące do materiału w porównaniu z technikami termicznymi jest niewielka. Dawka na poziomie 4 kGy (kJ/kg) może podgrzać wodę jedynie o niecały 1°C. Zmiany wywołane promieniowaniem w żywności są więc tak niewielkie, że nie powodują praktycznie modyfikacji smaku, zapachu i wyglądu. Oczywiście w wyrobach spożywczych bogatych w związki aromatyczne zmiany chemiczne będą relatywnie mniejsze. W zasadzie nie zwraca się na to uwagi i przyjmuje, że o modyfikacji właściwości spowodowanych radiolizą żywności decyduje wyłącznie dawka pochłonięta promieniowania [4].

Identyfikacja napromieniowania żywności

Skoro obróbka radiacyjna wyrobów spożywczych jest bezpieczna, dlaczego prowadzi się kontrole napromieniowania żywności? W naszym kraju analizy takie wykonują cztery laboratoria, w tym jedno w Instytucie Chemii i Techniki Jądrowej. Istota problemu wyjaśniona jest w samej nazwie. Nie identyfikuje się napromieniowanej żywności, lecz jej napromieniowanie. Nie ściga się przypadków produktów poddawanych działaniu promieniowania jonizującego, ale jedynie brak informacji o takim zabiegu. Radiacyjna konserwacja żywności, która uzyskała akceptację Głównego Inspektora Sanitarnego, jest legalna. Klient ma jednak prawo wiedzieć, w jaki sposób wyrób został zakonserwowany i dokonać wyboru na podstawie własnej wiedzy w tej dziedzinie. Z tym niestety jest zwykle nie najlepiej i istnieje uzasadniona obawa, że napromieniowanie zostanie pomyłone z promieniotwórczością. Tak więc producenci bardzo niechętnie naklejają na radiacyjnie utrwalane wyroby sympatyczną zieloną radurę. Alternatywą są metody termiczne, które powodują jednak znacznie większą, obserwowaną organoleptycznie zmianę właściwości np. przypraw i jak było wspomniane, nie zawsze są skuteczne w stosunku do form przetrwalnikowych. Warto zwrócić uwagę, że w takich krajach, jak USA, Chiny, Belgia, Francja, Holandia dzięki prowadzonej od lat edukacji społeczna świadomość w zakresie technik jądrowych jest większa i nie ma problemów z radiacyjnym utrwalaniem płodów rolnych. Z powodzeniem konkurują one na rynku z tradycyjnie stabilizowanymi wyrobami.

Równolegle z rozwojem technologii radiacyjnych intensywnie rozwijane są metody identyfikacji faktu napromieniowania produktów wprowadzanych na rynek. Paradoksalnie jest to w interesie instytucji zajmujących się

¹ Organizacja Narodów Zjednoczonych ds. Żywności i Rolnictwa (FAO) i Światowa Organizacja Zdrowia (WHO).

² Dyrektywa 1999/2/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 22 lutego 1999 r. w sprawie zbliżenia ustawodawstw Państw Członkowskich dotyczących środków spożywczych oraz składników środków spożywczych poddanych działaniu promieniowania jonizującego (Dz. Urz. UE L 066 z 13.03.1999 r.).

³ Dyrektywa 1999/3/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 22 lutego 1999 r. w sprawie ustanowienia wspólnotowego wykazu środków spożywczych oraz składników środków spożywczych poddanych działaniu promieniowania jonizującego (Dz. Urz. UE L 066 z 13.03.1999 r.).

radiacyjnym utrwalaniem żywności. Gdyby nie było takich sposobów, radiacyjna higienizacja mogłyby być zakazana. Badania w zakresie chemii radiacyjnej doprowadziły do opracowania i wdrożenia różnych fizycznych, chemicznych i mikrobiologicznych metod identyfikacji w odniesieniu do określonych asortymentów i grup produktów spożywnych. Najbardziej niezawodne i powtarzalne okazały trzy sposoby analityczne, wszystkie z grupy metod fizycznych:

- metoda elektronowego rezonansu paramagnetycznego (EPR) najwłaściwsza do badania kości i ości zwierząt oraz skorup orzechów, a także owoców zawierających cukry krystaliczne, niektórych przypraw, dodatków do żywności i suplementów diety [5];
- metoda termoluminescencji (TL) najwłaściwsza do identyfikacji napromieniowania w ziołach i przyprawach oraz mieszkankach ziół i przypraw [6];
- metoda luminescencji stymulowanej impulsami światła podczerwonego PPSL (*Pulsed Photon-Stimulated Luminescence*) dająca niezawodne wyniki tylko w przypadku niektórych ziół i przypraw, które nie zostały wzbogacone w dodatki smakowe, na przykład sól kuchenną [7].

Każda z wyżej wymienionych metod ma przypisaną normę, zawierającą szczegółową listę produktów, na które została zwalidowana, pewne ograniczenia każdej z metod oraz określoną procedurę pomiarową. Na przykład:

- metoda EPR zależnie od badanego produktu opiera się na zaleceniach normy PN-EN 1786:2000 [8] dla kości i ości, normy PN-EN 13708:2003 [9] dla żywności, na przykład owoców zawierających krystaliczne cukry, normy PN-EN 1787:2001 [10] dla produktów, w których napromieniowanie indukuje rodniki celulozowe.
- metoda termoluminescencji bazuje na zapisach normy PN-EN 1788:2002 [11] i jest przeznaczona wyłącznie dla żywności, z której można wydzielić minerały krzemianowe.
- metoda luminescencji stymulowanej impulsami światła podczerwonego powinna być stosowana zgodnie z zapisami normy PN-EN 13751:2009 [12] przygotowanej dla produktów, które zawierają minerały krzemianowe w dużej ilości, ale nie tylko w całej objętości próbki, lecz szczególnie w górnych warstwach analizowanych pod detektorem światła podczerwonego.

Warto wyjaśnić, że rutynowa identyfikacja napromieniowania produktów spożywczych ma jedynie charakter jakościowy. Nie określamy dawki promieniowania, jaką wcześniej otrzymał materiał. Badaną próbkę dzieli się na pół i jedną część dopromieniowuje najczęściej dawką 1 kGy. Zakładamy, że ewentualne dawki konserwujące żywność są w przedziale 1–5 kGy. Następnie części dopromieniowaną i niedopromieniowaną bada się np. metodą EPR. Jeżeli identyfikowany produkt był wcześniej napromieniowany, to otrzymujemy dwa podobne widma. Z tym, że odpowiedź próbki dopromieniowanej będzie nieco intensywniejsza. Jeżeli produkt nie był traktowany promie-

niowaniem jonizującym, to widmo otrzymamy tylko dla próbki odniesienia.

Należy pamiętać, że wymienione dwie podstawowe metody (EPR i TL) w analizie napromieniowania żywności wymagają na wstępie wyekstrahowania z badanego produktu naturalnych dozymetrów, związków chemicznych, które przechowują informację o radiacyjnej konserwacji. Taki sygnał dają np. trwałe rodniki, których liczbę szacuje się za pomocą elektronowego rezonansu paramagnetycznego. Charakterystyczny sygnał (asymetryczny singlet) pochodzący od jonorodnika CO₂-1 o strukturze trójosiowej nie został nigdy znaleziony w żywności, która nie była wcześniej napromieniowana. Sygnał hydroksyapatytów jest bardzo trwały. Jego czas zaniku szacuje się w tysiącach lat.

Można byłoby oczywiście oszacować wielkość dawki, jaką otrzymał badany wyrób. Wymagałoby to jednak bardzo pracochłonnego przygotowania krzywej kalibracji dla oryginalnego nienapromieniowanego produktu. Zlecający badania najczęściej nie dysponuje takim wzorcem. W istocie nie ma takiej potrzeby. Jak było wcześniej powiedziane, napromieniowaną żywność uważa się za bezpieczną. Identyfikacja ma jedynie wykazać, że producent nie oznaczył tego faktu na opakowaniu.

Efekt ochronny

W chemii radiacyjnej polimerów efektem ochronnym nazywamy przeniesienie energii pochłoniętej promieniowania jonizującego od alifatycznej matrycy do związku aromatycznego [13]. Struktury aromatyczne mogą tę energię rozpraszać w procesach promienistych lub niepromienistych, na ogół nie ulegając degradacji [14]. Mechanizm efektu ochronnego tłumaczą trzy teorie. Pierwsza zakłada przeniesienie ładunku dodatniego na jonowym etapie radiolizy, tzn. w momencie wybicia elektronu i powstania dziury. W rzeczywistości jest to wędrówka elektronu w kierunku przeciwnym, tzn. do dodatniej dziury. W radiolizie powstają również tzw. stany wzbudzone. Jest to efekt pierwotny lub wynik wtórnego wychwytu elektronu przez dziurę. Zakłada się, że ta nadmiarowa energia przemieszcza się po łańcuchu do związku aromatycznego. Trzecia teoria przyjmuje, że w ochronnym mechanizmie porusza się wolny rodnik powstały w wyniku oderwania atomu wodoru. Zwolennikami tej teorii są w szczególności dietetycy i kosmetolodzy, którzy mówią ogólnie o zmiataczach wolnych rodników. W zasadzie pomijają fakt, że większość antyoksydantów to związki aromatyczne. Oczywiście dwa pierwsze mechanizmy również zakładają zmniejszenie liczby wolnych rodników, ale nie postulują energetycznie mniej prawdopodobnych zmian konformacyjnych łańcucha polimerowego.

Wolny rodnik w atmosferze powietrza jest natychmiast atakowany przez tlen i zjawisko to ma zwykle charakter łańcuchowy. Oczywiście im mniej powstanie makrorod-

ników (mniej oderwanych atomów wodoru), tym będzie również mniejsza absorpcja tlenu. W naszych badaniach analizowaliśmy pochłanianie tlenu w momencie napromieniowania, co wiązało się z ewentualnym efektem ochronnym na etapie transportu ładunku lub energii. Następnie oznaczaliśmy postradiacyjną oksydegradację, w której efekt ochronny byłby wynikiem przeniesienia wolnego rodnika.

Materiały

Do badań wybrano dziesięć suchych produktów roślinnych, które można podzielić na dwie grupy z punktu widzenia zawartości związków aromatycznych. Pierwszych sześć produktów z listy zawiera ilości związków aromatycznych na poziomie od 0,5 do kilku procent. Cztery pozostałe zawierają kwas foliowy i witaminę D w ilości poniżej 0,3%. Analityczne oznaczenie wszystkich antyoksydantów przekraczały możliwości tej pracy. Nie było zresztą takiej potrzeby, bo cel badań to jedynie jakościowe opisanie efektu ochronnego.

Tabela 1. Szacowane zawartości aromatycznych związków w badanych suchych produktach żywnościowych.

Table 1. Estimated content of aromatic compounds in the tested dry food products.

Pieprz ekstrakt	piperyna (6–7%)
Kawa ekstrakt	kofeina (1,8–4%)
Ekstrakt wanilii	wanilina (1–3%)
Kawa czarna	kofeina (1–1,5%)
Truskawka	kwas elagowy (0,6%)
Zielona kawa	kofeina (0,3–2,3%)
Melon (ekstrakt)	kwas foliowy (0,3%), piroksydyna (0,002%)
Kasztanowiec Ekstrakt	kwas foliowy, piroksydyna
Kasztanowiec jadalny	kwas foliowy, piroksydyna
Maca korzeń	kwas foliowy, piroksydyna

Napromieniowanie

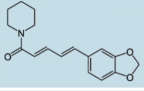


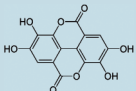

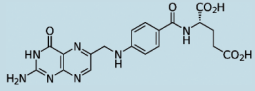
Napromieniowanie prowadzono w powietrzu w kobaltowym źródle promieniowania gamma produkcji indyjskiej GC 5000 o mocy dawki 1,75 kGy/h. Próbkę były zamknięte szczelnie w szklanych buteleczkach do analizy chromatograficznej.

Chromatografia gazowa

W analitycznych badaniach wykorzystano chromatograf gazowy firmy Shimadzu z kolumną pakowaną (sita molekularne 5A) i detektorem cieploprzewodnościowym [15]. Gazem nośnym był argon. Próbkę (0,3 g) odważano do

Tabela 2. Wzory strukturalne aromatycznych antyoksydantów.

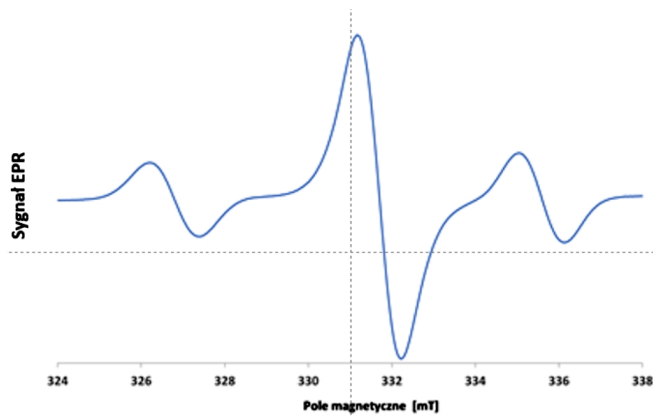
Table 2. Structural formulas of aromatic antioxidants.

Piperyny	
Kofeina	
Wanilina	
Kwas elagowy	
Piroksydyna, witamina B6	
Kwas foliowy	

buteleczek szklanych o pojemności 2,3 ml i zamykanych korkiem gumowym. Do analizy pobierano produkty gazowe radiolizy za pomocą strzykawek o objętości od 20 do 100 μ l. W przypadku badania procesów postradiacyjnego utleniania buteleczki po napromieniowaniu otwierano i uwalniano produkty gazowe powstałe w wyniku radiolizy. Następnie buteleczki zamykano ponownie i po 30 dniach starzenia chromatograficznie oznaczano ubytek tlenu.

Analiza EPR

Dla badanych w pracy suplementów diety najbardziej właściwa okazała się metoda EPR wykrywania rodnika celulozowego z żywności pochodzenia roślinnego, zawierającej lodygi, korzenie czy nasiona [16, 17, 18, 19]. Podobnie jak większość technik spektroskopowych, EPR mierzą absorpcję promieniowania elektromagnetycznego. Sygnał absorpcji jest przedstawiony jako jego pierwsza pochodna. Zatem na osi x jest pole magnetyczne, a na osi y pochodna części urojonej podatności magnetycznej cząsteczki względem zewnętrznego statycznego pola magnetycznego w dowolnych jednostkach. Na rysunku 1 przedstawiamy sygnał rodnika celulozowego, który jest trypletem (współczynnik rozszczepienia żyroskopowego $g_c = 2,004$; połówkowa szerokość sygnału $H_{1/2} = 34$ mT). Nie znaleziono takiego sygnału w żywności, w tym w proszkach spożywczych i suplementach nienapromieniowanych. W tego typu nienapromieniowanych produktach występuje natomiast pojedynczy sygnał z $g_c = 2,005$, który jest silniejszy od centralnego piku widma rodnika celulozowego i nie pozwala na pełną identyfikację tego rodnika. Dlatego identyfikacja napromieniowania w suplementach diety polega w ich wypadku na wykryciu dwóch zewnętrznych linii trypletu, między którymi odległość wynosi $H = 6-8$ mT. Często jednak zdarza się, że obserwowane w napromieniowanych suple-



Rys. 1. Widmo EPR (pierwsza pochodna) łupin migdała napromieniowanego dawką 7 kGy z dobrze wykształconym sygnałem rodnika celulozowego ($g_c = 2,004$; $H^{1/2}$ około 3–4 mT).

Fig. 1. EPR spectrum (first derivative) of almond shells irradiated with a dose of 7 kGy with a well-developed signal of the cellulose radical ($g_c = 2.004$; $H^{1/2}$ about 3–4 mT).

mentach diety sygnały można przypisać rodnikom celulozowym, a w części centralnej widm EPR także innym rodnikom, na przykład cukrowym. Podobne zjawisko obserwuje się w niektórych grzybach (pieczarka, borowik). W makaronie i przyprawach smakowych rejestruje się charakterystyczne i trwałe sygnały EPR, które mogą stanowić podstawę wykrywania ich napromieniowania.

Wyniki

Wyniki analizy wydajności radiolitycznie wydzielonego wodoru (GH_2) podano w mol H_2 na 1 J pochłoniętej energii promieniowania. W pewnym przybliżeniu można przyjąć, że podwojone wartości GH_2 opisują liczby makrorodników powstających w wyniku oderwania atomu wodoru. Inaczej mówiąc, im większa wartość GH_2 , tym mniejsza radiacyjna odporność materiału. Przeprowadzono również

oznaczenia napromieniowania próbek za pomocą EPR i zmierzono pola powierzchni całek pod uzyskanymi widmami. Wartości te są proporcjonalne do liczby celulozowych rodników.

Oznaczono objętości tlenu pochłoniętego w trakcie napromieniowania. Analizę powtórzono po 30 dniach starzenia próbek w temperaturze pokojowej.

Dyskusja wyników

Wydajności radiolitycznie wydzielanego wodoru dobrze korespondują z polami powierzchni krzywych uzyskanych w analizie EPR. Pewne różnice wynikają z tego, że GH_2 opisuje pierwotnie powstające rodniki, natomiast EPR jedynie rodniki trwałe. Obydwa pomiary pokazują, że aromatyczne związki działają ochronnie w radiolizie produktów roślinnych, obniżając zarówno wydajność wodoru, jak i wartości całki EPR.

Znacznie trudniej analizować wyniki procesów utleniania, gdyż na ich wydajność oprócz liczby rodników ma wpływ również rozwinięcie powierzchni próbek. W czasie długotrwałego napromieniowania (w tym przypadku ok. 15 h) duża powierzchnia (forma proszku) ułatwia dyfuzję tlenu do wnętrza materiału. Generalnie procesy utleniania mają charakter łańcuchowy. Na jeden pierwotnie powstający rodnik (oderwany atom wodoru) przypada od kilkudziesięciu do kilkuset cząsteczek przyłączonego w trakcie napromieniowania tlenu. Reakcje utleniania i oksydegradacji wpływają na zmiany właściwości organoleptycznych.

Procesy postradiacyjnego utleniania (w procesie starzenia) przebiegają ze znacznie mniejszą wydajnością. Jednak ogólnie produkty, które były odporne w trakcie obróbki radiacyjnej, są również mniej podatne na procesy oksydegradacji.

Tabela 3. Radiolityczne wydajności wodoru oraz pochłanianego tlenu w porównaniu z powierzchnią całki EPR w jednostkach umownych.

Table 3. Radiolytic yields of hydrogen and absorbed oxygen compared to the EPR integral area in arbitrary units.

Nazwa produktu	GH_2	GO_2	GO_2 30 dni	EPR
	$\mu\text{mol/J}$			
Pieprz ekstrakt	0,009	7,3	2,4	2712
Kawa ekstrakt	0,010	9,6	6,1	4178
Ekstrakt wanilii	0,019	10,9	5,6	3976
Kawa czarna	0,026	20,4	8,3	4578
Truskawka	0,027	9,7	5,6	4598
Zielona kawa	0,044	18,1	6,7	6354
Melon (ekstrakt)	0,049	10,2	6,9	5867
Kasztanowiec ekstrakt	0,051	5,0	4,8	6147
Kasztanowiec jadalny	0,071	17,4	8,4	10747
Maca korzeń	0,081	11,7	5,7	18431

Podsumowanie

Uzyskane wyniki dowodzą, że związki aromatyczne działają ochronnie w radiolizie produktów roślinnych. Za pomocą chromatografii gazowej można wstępnie ocenić **odporność radiacyjną wyrobu** oraz **wydajność procesu postradiacyjnego utleniania**. To drugie zjawisko niewątpliwie ma wpływ na własności sensoryczne wyrobów. Na przykład można przypuszczać, że odporne na działanie promieniowania jonizującego są ekstrakty: pieprzu, kawy i wanilii. Na procesy postradiacyjnego utleniania bardziej narażone są natomiast czarna kawa, ekstrakt kawy i jadalny kasztanowiec. Oczywiście im wyrób jest bardziej odporny radiacyjnie, tym trudniej zidentyfikować jego napromieniowanie. Tak więc przy tych samych dawkach stosowanych w konserwacji żywności można się spodziewać różnej odpowiedzi w analizie napromieniowania metodą EPR.

Brak dobrej zgodności między wydajnością wydzielenia wodoru i wydajnością utleniania może dowodzić, że efekty ochronne zachodzą z udziałem energii i ładunku na pierwotnym etapie jonizacji. Znacznie mniej wydajny jest efekt przeniesienia wolnego rodnika już po oderwaniu atomu wodoru.

Osobną kwestią wykraczającą poza zakres artykułu jest to, czy efekt ochronny dotyczy również minerałów występujących praktycznie we wszystkich produktach pochodzenia roślinnego. Te niewielkie ilości dodatków są dobrymi dozymetrami napromieniowania analizowanymi za pomocą termoluminescencji.

W ostatnich latach Samodzielne Laboratorium Identyfikacji Napromieniowania Żywności w Instytucie Chemii i Techniki Jądrowej wykonało ponad 2000 analiz dla klientów krajowych i zagranicznych. Stosowano praktycznie wyłącznie metodę termoluminescencji. Asortymentowo najliczniejsze były fitofarmaceutyki, a niewielką grupę stanowiły przyprawy, zioła i dodatki do żywności.

W praktyce zdarzają się sytuacje, kiedy nie można z całą pewnością stwierdzić, czy produkt był utrwalany radiacyjnie. Producenci mogą bowiem mieszać wyroby napromieniowane i nienapromieniowane. Paradoksalnie te konserwowane radiacyjnie są lepszej jakości. Zwracamy uwagę że znacznie trudniej zidentyfikować wyroby zawierające związki aromatyczne. Istnieje również możliwość maskowania poprzez dodawanie np. do wyrobów ziołowych aromatycznego składnika, który będzie działał ochronnie w stosunku do reszty napromieniowanego wyrobu.

Notka o autorach

Dr inż. Wojciech Głuszewski – adiunkt w Centrum Badań i Technologii Radiacyjnych Instytutu Chemii i Techniki Jądrowej w Warszawie. Chemik radiacyjny. Specjalista w zakresie przemysłowych zastosowań promieniowań jonizujących ze szczególnym uwzględnieniem radiacyjnej modyfikacji polimerów.

Dr inż. Grzegorz Guzik – pracownik Instytutu Chemii i Techniki Jądrowej w Warszawie, specjalista z zakresu identyfikacji napromieniowania żywności.

Literatura

1. Głuszewski W., Guzik G., *Radiacyjna konserwacja i identyfikacja napromieniowania żywności*, *Przemysł Spożywczy*, 2022, 1, 78, 14-17, DOI:10.15199/65.2022.1.3,
2. Głuszewski W., *Unikatowe cechy radiacyjnych technologii sterylizacji i higienizacji*, *Hygeia Public Health* 2021, 56(1): 24–30.
3. Głuszewski W., *Sterylizacja radiacyjna opakowań farmaceutycznych*, *Świat Przemysłu Farmaceutycznego*, 2022, 2, 16–18.
4. Zagórski Z.P. (2007), *Sterylizacja radiacyjna z elementami chemii radiacyjnej i badań radiacyjnych*, Instytut Chemii i Techniki Jądrowej w Warszawie, stron 272.
5. Sanderson D.C.W., *Detection of Irradiated Samples*, Patent No. 93-8542 GB 9308542, 1993.
6. Sanderson D.C.W., Carmichael L., Fisk S., *Establishing luminescence methods to detect irradiated foods*. *Food Science and Technology Today* 1998, 12 (2), 97–102.
7. Sanderson D.C.W., Carmichael L.A., Naylor J.D., *Photostimulated luminescence and thermoluminescence techniques for the detection of irradiated food*, *Food Science and Technology Today*, 1995, 9(3), 150 -154.
8. PN-EN 1786:2000: *Foodstuffs – Detection of irradiated food containing bone – Method by ESR spectroscopy*. European Committee for Standardisation (CEN), Brussels.
9. PN-EN 13708:2003: *Foodstuffs – Detection of irradiated food containing crystalline sugar by ESR spectroscopy*. European Committee for Standardisation (CEN), Brussels.
10. PN-EN 1787:2001: *Foodstuffs – Detection of irradiated food containing cellulose by ESR spectroscopy*. European Committee for Standardisation (CEN), Brussels.
11. PN-EN 1788:2002: *Foodstuffs – Thermoluminescence detection of irradiated food from which silicate minerals can be isolated*. European Committee for Standardisation, Brussels.
12. PN-EN 13751: 2009: *Artykuły żywnościowe – Wykrywanie napromieniowania żywności za pomocą fotoluminescencji*. Committee for Standardisation, Brussels.
13. Głuszewski W., *Efekty ochronne w radiolizie naturalnych i syntetycznych polimerów*, *Bezpieczeństwo Jądrowe i Ochrona Radiologiczna*, 2022, 1, 123, 22–26.
14. Głuszewski W., Zagórski Z.P., Rajkiewicz M., *Protective Effects in Radiation Modification of Elastomers*, *Radiation Physics and Chemistry*, 2014, 105, 53–56.
15. Głuszewski W., *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, 2019, 44–49.
16. Stachowicz W., Burlńska G., Michalik J., Dziedzic-Goćławska A., Ostrowski K., *The EPR detection of foods preserved with the use of ionizing radiation*. *Radiation Physical Chemistry* 1995, vol. 46, no. 4–6, 771–777.
17. Stachowicz W., Burlńska G., Michalik J., Dziedzic-Goćławska A., Ostrowski K., *EPR spectroscopy for the detection of foods treated with ionizing radiation*; w: *Detection methods for irradiated foods, current status*. Report Number: CONF-9406432, 1966, 23–32.
18. Stewart E.M. (red.) et al., *The Royal Society of Chemistry, Information Service* 1994, Special Publication no.171, Cambridge UK, pp. 23–32.
19. Stachowicz W., Strzelczak G., Michalik J., Wojtowicz A., Dziedzic-Goćławska A., Ostrowski K., *Application of EPR Spectroscopy for Control of Irradiated Food*; *J. Sci. Food Agric.* 1992; vol. 58, 407–415.

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.

Biuletyn „Bezpieczeństwo Jądrowe i Ochrona Radiologiczna” znajduje się w wykazie czasopism naukowych Ministerstwa Edukacji i Nauki. Kwartalnik wydawany przez PAA otrzymał 40 pkt. w następujących dyscyplinach naukowych:

- nauki o bezpieczeństwie,
- nauki fizyczne,
- nauki chemiczne,
- nauki prawne,
- nauki medyczne.

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. Nowy Świat 6/12,

00-400 Warszawa, Polska

E-mail: biuletyn@paa.gov.pl

Zachęcamy do przesyłania artykułów drogą elektroniczną na wyżej wskazany adres e-mail. Szczegółowe informacje można uzyskać na stronie internetowej:

<https://www.gov.pl/web/paa/biuletyn-bezpieczenstwo-jadrowe-i-ochrona-radiologiczna>

Państwowa Agencja Atomistyki
ul. Nowy Świat 6/12, 00-400 Warszawa
www.gov.pl/web/paa