



# Ciepło z atomu? Rola energii jądrowej w dekarbonizacji ciepłownictwa systemowego w Polsce

Autor: Bartłomiej Kupiec

Stan prawny: 16 września 2026



CLEAN AIR  
TASK FORCE

# Streszczenie zarządcze

## *Skala wyzwania*

Polskie ciepłownictwo systemowe wymaga dekarbonizacji przy zachowaniu bezpieczeństwa dostaw i akceptowalnych kosztów, opartej na szerokim katalogu technologii niskoemisyjnych. W 2025 r. paliwa węglowe odpowiadały za 52,8 proc. energii chemicznej paliw ogółem zużywanych w źródłach ciepła, podczas gdy w 2002 r. ich udział wynosił aż 81,7 proc.

## *Zakres zastosowania energii jądrowej*

Energia jądrowa może stanowić jedną z opcji dekarbonizacji, wybranych dużych i średnich systemów ciepłowniczych. Jej wykorzystanie może być szczególnie uzasadnione tam, gdzie występuje odpowiednio duże i przewidywalne zapotrzebowanie na ciepło, możliwe jest ograniczenie kosztów jego przesyłu, a długoterminowy odbiór pozwala efektywnie rozłożyć koszty stałe inwestycji. Nie jest to jednak rozwiązanie odpowiednie dla każdego systemu ciepłowniczego. Potencjał wykorzystania energii jądrowej powinien być każdorazowo oceniany na tle lokalnie dostępnych technologii niskoemisyjnych, możliwości magazynowania ciepła, działań na rzecz poprawy efektywności energetycznej infrastruktury ciepłowniczej oraz ograniczania zapotrzebowania na ciepło po stronie odbiorców końcowych. W zależności od lokalnych uwarunkowań inne rozwiązania mogą okazać się bardziej opłacalne w danym systemie ciepłowniczym.

## *Potencjalne korzyści*

Technologie jądrowe mogą dostarczać niskoemisyjne ciepło niezależnie od warunków pogodowych oraz ograniczać zależność systemu od paliw kopalnych i cen uprawnień do emisji. Kogeneracja pozwala wykorzystać moc reaktora do wytwarzania energii elektrycznej poza sezonem grzewczym. Wariant SMR przeznaczony wyłącznie do wytwarzania ciepła może być prostszy konstrukcyjnie i wymagać niższych nakładów niż jednostka kogeneracyjna. Osiągnięcie tych korzyści zależy jednak od cech danego systemu ciepłowniczego i warunków finansowania.

## *Bariery wdrożeniowe*

Wykorzystanie energii jądrowej w ciepłownictwie systemowym wiąże się z szeregiem barier. W przypadku SMR należą do nich w szczególności brak komercyjnie eksploatowanych jednostek oraz utrzymująca się niepewność dotycząca kosztów i terminów realizacji. Projekty wykorzystujące energię jądrową do wytwarzania ciepła mogą napotykać bariery związane z długotrwałymi procedurami licencyjnymi, oraz akceptacją społeczną. Sezonowy profil popytu może ograniczać stopień wykorzystania mocy jednostek przeznaczonych wyłącznie do wytwarzania ciepła, zwłaszcza poza sezonem grzewczym, i tym samym wpływać na opłacalność projektu. Zdolność przedsiębiorstw komunalnych i samorządów gminnych do ponoszenia ryzyka inwestycyjnego i ryzyka związanego z przygotowaniem takich projektów jest ograniczona.

## *Koszty przygotowania projektu*

Projekty wykorzystujące energię jądrową do wytwarzania ciepła wiążą się ze znacznymi kosztami przedinwestycyjnymi i kosztami przygotowania projektu, obejmującymi m.in. prace inżynierskie, proces licencjonowania oraz przygotowanie inwestycji. W przypadku SMR koszty te mogą stanowić większą część całkowitych nakładów inwestycyjnych, jeżeli nie będą zmniejszać się proporcjonalnie do skali projektu. Powinny być zatem oceniane indywidualnie dla każdego projektu, zwłaszcza że polskie systemy ciepłownicze mają charakter lokalny. Analizy wykonalności i inne działania związane z przygotowaniem projektu na wczesnym etapie mogą wymagać wsparcia publicznego.

### ***Rekomendowane działania***

Jeżeli energia jądrowa zostanie uznana za potencjalnie korzystną opcję dekarbonizacji ciepłownictwa systemowego w Polsce, państwo powinno w pierwszej kolejności współfinansować analizy lokalizacyjne i techniczno-ekonomiczne pozwalające ocenić, gdzie jej zastosowanie jest uzasadnione technicznie i ekonomicznie. Wybór technologii i lokalizacji powinien następować dopiero po potwierdzeniu wykonalności finansowej projektu. Celem powinno być ustalenie, które projekty mają rzeczywisty potencjał dalszego rozwoju, zamiast przedwczesnego wskazywania preferowanych technologii lub lokalizacji. Ponadto w procesie transpozycji dyrektywy EED należy zachować możliwość kwalifikowania systemów ciepłowniczych i chłodniczych jako efektywne na podstawie emisji gazów cieplarnianych na jednostkę dostarczonego ciepła.

# Spis treści

|          |                                                                                                    |           |
|----------|----------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
|          | <b>Streszczenie zarządcze .....</b>                                                                | <b>2</b>  |
|          | <b>Wprowadzenie .....</b>                                                                          | <b>5</b>  |
| <b>1</b> | <b>Rola energii jądrowej w dekarbonizacji ciepłownictwa systemowego ....</b>                       | <b>7</b>  |
|          | Kontekst międzynarodowy .....                                                                      | 7         |
|          | Kontekst polski .....                                                                              | 14        |
| <b>2</b> | <b>Otoczenie polityczno-regulacyjne dla energii jądrowej<br/>w ciepłownictwie systemowym .....</b> | <b>16</b> |
| <b>3</b> | <b>Wyzwania wykorzystania energii jądrowej w polskim<br/>ciepłownictwie systemowym .....</b>       | <b>21</b> |
|          | Uwarunkowania techniczne systemu ciepłowniczego .....                                              | 21        |
|          | Mechanizmy finansowania .....                                                                      | 21        |
|          | Kryteria efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego<br>lub chłodniczego .....                | 24        |
|          | Przegląd ram prawnych .....                                                                        | 25        |
|          | Zapewnienie akceptacji społecznej .....                                                            | 25        |
| <b>4</b> | <b>Wnioski .....</b>                                                                               | <b>27</b> |
|          | <b>Rekomendacje .....</b>                                                                          | <b>28</b> |

# Wprowadzenie

Ciepłownictwo systemowe jest scentralizowanym systemem zaopatrzenia w ciepło, w którym energia cieplna jest wytwarzana w jednym lub kilku źródłach, a następnie dostarczana do budynków za pośrednictwem sieci izolowanych rurociągów<sup>1</sup>. Polska dysponuje jednym z największych systemów ciepłowniczych w Unii Europejskiej: moc zainstalowana w sektorze wynosi ok. 53 GW, moc zamówiona przez odbiorców sięga blisko 35 GW, a łączna długość sieci ciepłowniczych wynosi prawie 23 tys. km<sup>2</sup>. Wytwarzanie ciepła w Polsce pozostaje w znacznym stopniu uzależnione od wykorzystania paliw kopalnych; w 2025 r. udział węgla kamiennego i brunatnego w strukturze paliw zużywanych w źródłach ciepła wyniósł 52,8%, natomiast udział paliw gazowych wzrósł do 17,9%<sup>3</sup>.

Ciepłownictwo systemowe pozostaje jednym z najtrudniejszych obszarów polskiej transformacji energetycznej. Dekarbonizacja tego sektora jest wyjątkowo trudna z uwagi na wysoki udział paliw kopalnych, bariery technologiczne i infrastrukturalne, ograniczony dostęp do zasobów technicznych i kapitałowych oraz ograniczone zaangażowanie i opór części kluczowych interesariuszy wobec zmian<sup>4</sup>. Utrzymująca się zmienność rentowności w sektorze,

skala wymaganych nakładów inwestycyjnych oraz ograniczenia modelu taryfowego nadal utrudniają finansowanie transformacji<sup>5</sup>. Specyficzną cechą ciepłownictwa systemowego, utrudniającą przeprowadzenie jego transformacji jest również lokalny charakter systemów - dany system zazwyczaj ogranicza się do obszaru danej aglomeracji czy jej dzielnicy. W Polsce nie funkcjonuje jeden zintegrowany system ciepłowniczy, lecz kilka tysięcy systemów lokalnych. Ponadto sezonowość zapotrzebowania ogranicza skłonność do inwestowania w modernizację ciepłownictwa ze względu na brak pewności co do zwrotu inwestycji<sup>6</sup>. Uwarunkowania techniczne i geograficzne danego systemu wpływają na rozmieszczenie źródeł ciepła oraz infrastruktury służącej do jego przesyłu i dystrybucji. Dana sieć ciepłownicza jest więc dostosowana do pracy z określonymi źródłami ciepła. Nie jest możliwe transportowanie nią ciepła o dowolnych parametrach, w dowolnych ilościach i na dowolne odległości<sup>7</sup>. Im większy dystans dzieli miejsce wytworzenia ciepła od odbiorców, tym większe straty przesyłowe<sup>8</sup>. Dlatego przesył ciepła następuje w odległości od kilku do kilkudziesięciu kilometrów<sup>9</sup>. W literaturze jako typowy zakres ekonomicznie

<sup>1</sup> Paiho, S., & Reda, F. (2016). Towards next generation district heating in Finland. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 65, 915– 924. doi:10.1016/j.rser.2016.07.049.

<sup>2</sup> Urząd Regulacji Energetyki, Charakterystyka rynku ciepła 2024, <https://www.ure.gov.pl/pl/cieplo/charakterystyka-rynku/12966,2024.html>, dostęp: 5.06.2026 r.

<sup>3</sup> Urząd Regulacji Energetyki. (2026,.). *Energetyka ciepła w liczbach 2025: Raport rynkowy Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki*. <https://www.ure.gov.pl/download/9/16326/RaportEnergetykaciepławliczbach2025.pdf>

<sup>4</sup> J. Kalina, Dekarbonizacja sektora ciepłownictwa w Polsce, „Kierunek Energetyka” 2024, nr 4, s. 88–90, [https://yadda.icm.edu.pl/baztech/element/bwmeta1.element.baztech-259b2a1d-4211-4970-8b94-603c90f13e8f/c/Kalina\\_Dekarbonizacja\\_KE\\_4\\_2024.pdf](https://yadda.icm.edu.pl/baztech/element/bwmeta1.element.baztech-259b2a1d-4211-4970-8b94-603c90f13e8f/c/Kalina_Dekarbonizacja_KE_4_2024.pdf), dostęp: 5.06.2026 r.

<sup>5</sup> Musiał, A., Kleinschmidt, P., & Rubczyński, A. (2025). *Transformacja ciepłownictwa w Polsce. Edycja 2025*. Forum Energii. <https://www.forum-energii.eu/transformacja-cieplownictwa-w-polsce-edycja-2025>

<sup>6</sup> Ziarkowski, M. (2020). Szanse i kierunki transformacji ciepłownictwa systemowego w Polsce. *internetowy Kwartalnik Antymonopolowy i Regulacyjny*, 9(6), 28–42. <https://doi.org/10.7172/2299-5749.IKAR.6.9.2>, dostęp: 28.06.2026.

<sup>7</sup> Elżanowski, F. (2022). Ścisła regulacja cen na rynku ciepła – przyczyny i konsekwencje. *Przegląd Ustawodawstwa Gospodarczego*, LXXV(8/890). <https://doi.org/10.33226/O137-5490.2022.8.1>, dostęp: 6.06.2026.

<sup>8</sup> W skali kraju roczne straty przesyłowe ciepła wynoszą ok. 8–11% względem ilości ciepła wprowadzonego do sieci. zob. D. Brodacki. (2024). *Jak zmieniać ciepłownictwo. Dobre praktyki dla Polski*. Polityka Insight, Konfederacja Lewiatan. [https://lewiatan.org/wp-content/uploads/2024/11/PI\\_Jak-zmieniac-cieplownictwo.-Dobre-praktyki-dla-Polski.pdf](https://lewiatan.org/wp-content/uploads/2024/11/PI_Jak-zmieniac-cieplownictwo.-Dobre-praktyki-dla-Polski.pdf), dostęp: 28.06.2026.

<sup>9</sup> Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. (2012). *Decyzja nr RKT-40/2012 z 28 listopada 2012 r.*; Prezes Urzędu Regulacji Energetyki. (2024). *Energetyka ciepła w liczbach – 2023*.

uzasadnionego przesyłu ciepła wskazuje się często dystanse około 30–50 km, jednakże przy odpowiedniej skali dostaw, parametrach temperatury oraz korzystnych warunkach rynkowych przesył ciepła może odbywać się na odległości 50 km<sup>10</sup>.

Podstawą dekarbonizacji ciepłownictwa systemowego w Polsce powinno być podejście oparte na zasadzie opcjonalności technologicznej (technological optionality). Oznacza ono utrzymywanie szerokiego wachlarza możliwych ścieżek dekarbonizacji, zamiast przedwczesnego ograniczania transformacji do jednej dominującej technologii<sup>11</sup>. W praktyce chodzi o dobieranie rozwiązań do specyfiki konkretnych systemów ciepłowniczych, z uwzględnieniem ich skali oraz ograniczeń infrastrukturalnych. W warunkach niepewności co do przyszłych kosztów, tempa rozwoju technologii, dostępności paliw, sytuacji geopolitycznej i kierunków regulacyjnych, polityka energetyczno-klimatyczna powinna wspierać wachlarz obiecujących rozwiązań oraz tworzyć warunki do skalowania tych, które okażą się najbardziej efektywne w zapewnieniu konkurencyjnej dekarbonizacji. Konkurencyjna dekarbonizacja ciepłownictwa systemowego w Polsce nie może sprowadzać się wyłącznie do zastępowania emisyjnych źródeł ciepła odnawialnymi źródłami energii.

Wynika to przede wszystkim ze zmienności części źródeł odnawialnych oraz sezonowego profilu zapotrzebowania na ciepło: technologie zależne od warunków pogodowych nie gwarantują samodzielnie stabilnych dostaw ciepła w okresach najwyższego zapotrzebowania<sup>12</sup>. Również zastosowanie biogazu oraz biomasy nie jest możliwe w każdym systemie ciepłowniczym ze względu na lokalnie ograniczoną dostępność substratu, konieczność zapewnienia stabilnego łańcucha dostaw paliwa oraz konkurencję o wykorzystanie biomasy i odpadów organicznych w innych sektorach<sup>13</sup>. Dekarbonizacja ciepłownictwa wymaga więc w szczególności poprawy efektywności energetycznej, innych stabilnych niskoemisyjnych rozwiązań oraz dostosowania otoczenia regulacyjnego oraz planowania funkcjonowania systemów ciepłowniczych w nowych warunkach rynkowych i politycznych<sup>14</sup>. Elektrociepłownie węglowe muszą być więc zastąpione niskoemisyjnymi źródłami zdolnymi dostarczać energię w niezbędnej ilości w każdym miejscu, niezależnie od pory roku i warunków pogodowych. W tym kontekście wyłania się również potencjalna rola energii jądrowej jako jednego z możliwych elementów niskoemisyjnej transformacji ciepłownictwa<sup>15</sup>.

---

<sup>10</sup> Kavvadias, K. C., & Quoilin, S. (2018). Exploiting waste heat potential by long distance heat transmission: Design considerations and techno-economic assessment. *Applied Energy*, 216, 452–465. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.02.080>

<sup>11</sup> Lagurashvili, T. (2024, March 4). *A vision for Poland's clean energy transition*. Clean Air Task Force. <https://www.catf.us/resource/a-vision-for-polands-clean-energy-transition/>

<sup>12</sup> Chassein, E., Roser, A., & John, F. (2017). *Using renewable energy for heating and cooling: Barriers and drivers at local level. An analysis based on a literature review and empirical results from local case studies*. progRESsHEAT Report, 7–8. <https://www.ec.europa.eu/research/participants/documents/downloadPublic?appId=PPGMS&documentIds=080166e5b5442b46>

<sup>13</sup> International Energy Agency. (2025). *Outlook for biogas and biomethane*. IEA. <https://www.iea.org/reports/outlook-for-biogas-and-biomethane>

<sup>14</sup> J. Kalina, M. Tańczuk, Ł. Jendryasek, *Planning energy transition and decarbonisation of district heating systems in Poland*, „Energy” 2025, t. 328, art. 136578, DOI: 10.1016/j.energy.2025.136578, dostęp: 4.06.2026

<sup>15</sup> Kalina, J., Tańczuk, M., & Jendryasek, Ł. (2025). Planning energy transition and decarbonisation of district heating systems in Poland. *Energy*, 328, Article 136578. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.136578>

# Rola energii jądrowej w dekarbonizacji ciepłownictwa systemowego

## Kontekst międzynarodowy

Wykorzystanie energii jądrowej do wytwarzania ciepła ma kilkudziesięcioletnią historię<sup>16</sup>. Już w 1956 r. brytyjska elektrownia jądrowa Calder Hall dostarczała, obok energii elektrycznej, ciepło procesowe do sąsiadującej instalacji przerobu paliwa jądrowego<sup>17</sup>. Z kolei szwedzka elektrownia jądrowa Ågesta, uruchomiona w latach 60. XX w., dostarczała energię elektryczną i ciepło do dzielnicy Farsta pod Sztokholmem. Choć Ågesta funkcjonowała stosunkowo krótko, stanowiła ważny dowód, że techniczne połączenie reaktora jądrowego z systemem ciepłowniczym jest możliwe<sup>18</sup>. Poziom temperatury w sieciach ciepłowniczych zależy zazwyczaj od temperatury zewnętrznej i w większości sieci osiąga najwyższe wartości na poziomie ok. 100°C, co sprawia, że zastosowanie ciepła jądrowego jest technicznie odpowiednie dla tego typu systemów<sup>19</sup>.

Obecnie jądrowe ciepłownictwo systemowe jest dobrze ugruntowane także w kilku innych państwach, w tym w Bułgarii, Czechach, Chinach, w Rumunii, Szwajcarii czy w Ukrainie<sup>20</sup>. W dokumentach międzynarodowych agencji energetycznych energia jądrowa jest od lat wskazywana jako jedno z możliwych źródeł niskoemisyjnego ciepła, w szczególności tam, gdzie system ciepłowniczy wymaga stabilnego źródła zdolnego do pracy niezależnie od warunków pogodowych<sup>21</sup>.

Należy rozróżnić dwa sposoby wykorzystania energii jądrowej: wytwarzanie wyłącznie ciepła oraz kogenerację energii elektrycznej i ciepła.

### Wytwarzanie wyłącznie ciepła

Ciepło wytwarzane w reaktorze jest przekazywane przez wymienniki ciepła do odrębnego obiegu ciepłowniczego, a następnie do sieci ciepłowniczej i odbiorców końcowych.

<sup>16</sup> International Energy Agency, *The Path to a New Era for Nuclear Energy*, Paris 2025, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/b6a6fc8c-c62e-411d-a15c-bf211ccc06f3/ThePathtoaNewEraforNuclearEnergy.pdf>, dostęp: 5.06.2026 r.

<sup>17</sup> Csik, B. J., & Kupitz, J. (1997). *Nuclear power applications: Supplying heat for homes and industries*. IAEA Bulletin, 39(2), 21–25. <https://www.iaea.org/sites/default/files/publications/magazines/bulletin/bull39-2/39205082125.pdf>, dostęp: 8.06.2026, International Energy Agency, *The Path to a New Era for Nuclear Energy*, Paris 2025, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/b6a6fc8c-c62e-411d-a15c-bf211ccc06f3/ThePathtoaNewEraforNuclearEnergy.pdf>, dostęp: 5.06.2026 r.

<sup>18</sup> Leppänen, J. (2019). *A review of district heating reactor technology* (VTT Research Report No. VTT-R-06895-18). VTT Technical Research Centre of Finland. [https://cris.vtt.fi/ws/portalfiles/portal/24936486/VTT\\_R\\_06895\\_18.pdf](https://cris.vtt.fi/ws/portalfiles/portal/24936486/VTT_R_06895_18.pdf)

<sup>19</sup> Sini Huhtinen, Tomi J. Lindroos, *Overview of potential applications for nuclear energy*, SANE, internal report, 1.10.2025, <https://cloud-1de12d.becdn.net/media/original/4f2294ab435414d13adca9b2de147b78.pdf>, dostęp: 6.06.2026.

<sup>20</sup> International Energy Agency. (2025). *The path to a new era for nuclear energy*. IEA. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/b6a6fc8c-c62e-411d-a15c-bf211ccc06f3/ThePathtoaNewEraforNuclearEnergy.pdf>

<sup>21</sup> NEA (2022), *Beyond Electricity: The Economics of Nuclear Cogeneration*, OECD Publishing, Paris

## Kogeneracja

Jednoczesne wytwarzanie w elektrowni jądrowej energii elektrycznej oraz ciepła. W zależności od miejsca poboru ciepła i potrzeb danego zastosowania, ciepło może stanowić mniejszą lub większą część energii wytwarzanej w elektrowni i może być dostarczane do odbiorcy bezpośrednio albo za pośrednictwem dodatkowej infrastruktury ciepłowniczej<sup>22</sup>. W kogeneracji ciepło dostarczane do sieci ciepłowniczej nie jest co do zasady, ciepłem odpadowym. Jego większy odbiór oznacza zwykle, że mniejsza część energii z obiegu elektrowni może zostać wykorzystana do wytwarzania energii elektrycznej.

W obu wariantach, woda krążąca w sieci ciepłowniczej nie przepływa przez reaktor i nie miesza się z chłodziwem obiegu pierwotnego ani z parą wykorzystywaną po stronie elektrowni. Ciepło jest przekazywane przez wymienniki ciepła. Rozwiązanie to tworzy fizyczną barierę między reaktorem a siecią ciepłowniczą<sup>23</sup>.

W polskich warunkach, powyższym wariantom wykorzystania energii jądrowej w ciepłownictwie odpowiadają trzy potencjalne konfiguracje technologiczne:

1. duża elektrownia jądrowa pracująca w kogeneracji,
2. SMR pracujący w kogeneracji,
3. SMR przeznaczony wyłącznie do wytwarzania ciepła.

Tabela 1. Porównanie wariantów wykorzystania energii jądrowej w ciepłownictwie systemowym

| Wariant                                                 | Potencjalne korzyści                                                                                                                                                                                                                   | Uwarunkowania i ryzyka                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |
|---------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>SMR przeznaczony wyłącznie do wytwarzania ciepła</b> | Możliwość dostosowania mocy jednostki do potrzeb wyłącznie systemu ciepłowniczego; potencjalna możliwość lokalizacji źródła bliżej odbiorców ciepła; prostsza konstrukcja                                                              | Sezonowy profil zapotrzebowania może ograniczać roczne wykorzystanie mocy; przychody pochodzą wyłącznie ze sprzedaży ciepła                                                                                                                                                                                              |
| <b>SMR pracujący w kogeneracji</b>                      | Możliwość jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła; możliwość zwiększenia wytwarzania energii elektrycznej poza sezonem grzewczym;                                                                                      | Większa złożoność techniczna i potencjalnie wyższe nakłady inwestycyjne; konieczność przyłączenia do systemu elektroenergetycznego; pobór ciepła ogranicza ilość energii elektrycznej możliwej do wytworzenia; opłacalność zależy od relacji między cenami ciepła i energii elektrycznej                                 |
| <b>Duża elektrownia jądrowa pracująca w kogeneracji</b> | Możliwość wykorzystania skali planowanej elektrowni oraz zwiększenia stopnia wykorzystania energii zawartej w paliwie; możliwość dostarczania dużych ilości stabilnego, niskoemisyjnego ciepła do największych systemów ciepłowniczych | Konieczność zapewnienia odpowiednio dużego i długoterminowego odbioru ciepła; potencjalnie znaczna odległość od odbiorców i wysokie koszty infrastruktury przesyłowej; potrzeba przygotowania turbozespołu i układu wyprowadzenia ciepła na etapie projektowania; koszt alternatywny niewytworzonej energii elektrycznej |

<sup>22</sup> International Atomic Energy Agency, *Guidance on Nuclear Energy Cogeneration*, IAEA Nuclear Energy Series No. NP-T-1.17, Vienna 2019, STI/PUB/1862, ISBN 978-92-0-104119-7, dostęp: 4.06.2026, [https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/P1862\\_web.pdf](https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/P1862_web.pdf)

<sup>23</sup> Helen Ltd. (2023). *How a small nuclear power plant works*, pkt 5–8. <https://www.helen.fi/en/artikkelit/2023/how-a-small-nuclear-power-plant-works>

SMR-y to reaktory o mniejszej skali i mocy niż wielkoskalowe reaktory jądrowe. Ich modułowy charakter oznacza, że reaktor lub jego komponenty mogą być wytwarzane w zakładzie produkcyjnym, a następnie transportowane na miejsce wykorzystania lub montażu. Niektóre projekty SMR mogą wymagać mniejszej powierzchni niż elektrownie wielkoskalowe, zależnie od zastosowanej technologii oraz potrzeb infrastrukturalnych. O możliwości lokalizacji źródła bliżej odbiorców decyduje nie tylko powierzchnia projektu, lecz także zakres stref planowania awaryjnego ustalony na podstawie analizy bezpieczeństwa. NEA identyfikuje 129 projektów SMR na świecie, przy czym niektóre przedsiębiorstwa pracują równolegle nad kilkoma z nich<sup>24</sup>. Część przedsiębiorstw doprowadziła swoje technologie do etapu zbliżonego do komercyjnego wdrożenia, jednak wiele innych znajduje się nadal na wczesnym etapie koncepcyjnym lub projektowym<sup>25</sup>. Klasyczna klasyfikacja małych reaktorów modułowych obejmuje:

1. lekkowodne SMR-y, zazwyczaj opracowywane na podstawie istniejących technologii reaktorów jądrowych chłodzonych wodą;
2. zaawansowane reaktory modułowe (AMR), wykorzystujące innowacyjne koncepcje i modele nowej generacji (IV generacja) z różnymi chłodziwami (ciekłym metalem, stopionymi solami lub gazem wysokotemperaturowym) lub nowymi rodzajami paliwa jądrowego<sup>26</sup>.

Obecnie rozwijane projekty SMR cechuje szereg właściwości, które mogą sprawić, że w przyszłości staną się one atrakcyjnym rozwiązaniem w procesie zastępowania paliw kopalnych w wytwarzaniu energii elektrycznej oraz ciepła. Do kluczowych czynników należą m.in.:

- możliwość sekwencyjnej realizacji inwestycji, która zwiększa skalowalność i elastyczność projektów, ogranicza ryzyko przekroczenia harmonogramu budowy oraz może umożliwiać częściowe finansowanie kolejnych etapów po uruchomieniu pierwszych modułów SMR<sup>27</sup>;
- pasywne mechanizmy bezpieczeństwa oraz większa integracja rozwiązań projektowych ograniczają liczbę komponentów, pozwalają oszczędzić miejsce w obudowie bezpieczeństwa oraz ułatwiają obsługę i konserwację;
- możliwość standaryzacji i harmonizacji regulacji dotyczących SMR-ów na poziomie międzynarodowym, co może obniżyć łączne nakłady inwestycyjne na projekt, choć nie przesądza o niższym jednostkowym koszcie energii (w dłuższej perspektywie czasowej)<sup>28</sup>.

---

<sup>24</sup> Nuclear Energy Agency. (2024). *Small Modular Reactor (SMR) Dashboard*. [https://www.oecd-neo.org/jcms/pl\\_73678/nea-small-modular-reactor-smr-dashboard](https://www.oecd-neo.org/jcms/pl_73678/nea-small-modular-reactor-smr-dashboard), dostęp: 4.06.2026., Nuclear Energy Agency. (2026). *NEA Small Modular Reactor Digital Dashboard*, ed. 3.2. OECD Nuclear Energy Agency. NEA SMR Digital Dashboard

<sup>25</sup> IEA, *The Path to a New Era for Nuclear Energy*, s. 31.

<sup>26</sup> Przegląd aktualnej sytuacji w zakresie małych reaktorów modułowych (SMR) w ujęciu techniczno-ekonomicznym: An exploratory analysis of the Small Modular Reactor ecosystem [Analiza eksploracyjna ekosystemu małych reaktorów modułowych], Urząd Publikacji Unii Europejskiej, Luksemburg, 2025 r., <https://data.europa.eu/doi/10.2760/4478311>, JRC142326., dostęp: 06.06.2025

<sup>27</sup> Nuclear Energy Agency. (2021). *Small Modular Reactors: Challenges and Opportunities*. OECD Publishing.

<sup>28</sup> Chmielewska, Dagmara & Miskiewicz, Agnieszka & Smolinski, Tomasz. (2023). *Dynamiczny rozwój reaktorów małych rektorów modułowych (SMR) – sytuacja na świecie i w Polsce*. 129. 10-20.

Międzynarodowa Agencja Energetyczna (International Energy Agency, IEA) szacuje, że jeżeli w ciągu najbliższych 15 lat koszty budowy SMR-ów zostaną obniżone do poziomu porównywalnego z dobrze realizowanymi projektami dużych reaktorów jądrowych, tj. do ok. 4 500 USD/kW w USA i Europie do 2040 r., to globalna skala wdrożeń SMR mogłaby osiągnąć ok. 190 GW do 2050 r.<sup>29</sup>. Z kolei wstępne szacunki dotyczące oczekiwanej mocy SMR w Unii Europejskiej do 2050 r. wahają się od 17 GW do 53 GW w odniesieniu do wytwarzania energii elektrycznej i innych celów, w tym wytwarzania ciepła<sup>30</sup>. Na potrzeby ciepłownictwa systemowego SMR mogą dostarczać parę lub gorącą wodę o temperaturze ok. 80–150°C, odpowiednią do przesyłu rurociągami na odległość rzędu 10–15 km<sup>31</sup>. SMR-y mogą działać zarówno w kogeneracji, jak i jako jednostki przeznaczone wyłącznie do wytwarzania ciepła (heat only SMRs)<sup>32</sup>. Istotną zaletą SMR-ów wykorzystywanych wyłącznie na potrzeby ciepłownictwa jest możliwość lepszego dostosowania ich działania do rzeczywistych parametrów pracy sieci ciepłowniczych; mogą opierać się na prostszych rozwiązaniach technicznych i mniejszych komponentach, co z kolei

może sprawić, że w przyszłości będą konkurencyjną kosztowo opcją w dekarbonizacji ciepłownictwa<sup>33</sup>. Ponadto konstrukcja SMR-a przeznaczonego wyłącznie do wytwarzania ciepła może być prostsza do realizacji niż w przypadku SMR-a pracującego w kogeneracji. Niższa moc i niższe parametry temperaturowe pozwalają ograniczyć wymagania konstrukcyjne i materiałowe<sup>34</sup>. Dodatkowe oszczędności przynosi rezygnacja z wyspy turbinowej, zbędnej przy wytwarzaniu wyłącznie ciepła, która w konwencjonalnej elektrowni jądrowej odpowiada za około 15% całkowitych nakładów inwestycyjnych<sup>35</sup>. Dzięki temu mogą potencjalnie charakteryzować się niższymi kosztami niż SMR-y pracujące w kogeneracji.<sup>36</sup>

Dotychczasowe badania dotyczące miejskich systemów ciepłowniczych wskazywały, że zarówno SMR-y pracujące w kogeneracji, jak i te przeznaczone wyłącznie do wytwarzania ciepła mogą być opłacalne<sup>37</sup>. W części analiz modelowych koszt wytwarzania ciepła oszacowano na 20–30 EUR/MWh<sup>38</sup>. Zbliżone wartości pojawiają się we wstępnych analizach fińskich projektów reaktorów ciepłowniczych. Nie są to jednak koszty potwierdzone w komercyjnej eksploatacji<sup>39</sup>.

<sup>29</sup> International Energy Agency. (2025). *The path to a new era for nuclear energy*. IEA. <https://www.iea.org/reports/the-path-to-a-new-era-for-nuclear-energy>, dostęp: 27.06.2026.

<sup>30</sup> Komisja Europejska, Komunikat Komisji, Przykładowy program energetyki jądrowej przedstawiony na podstawie art. 40 traktatu Euratom – wersja ostateczna (uwzględniająca opinię EKES), COM(2026) 120 final, Bruksela, 10.03.2026 r., <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52026DC0120>, dostęp: 5.06.2026 r.

<sup>31</sup> International Atomic Energy Agency. (2024). *Small modular reactors: Advances in SMR developments 2024 (IAEA/PAT/008)*. IAEA. <https://www.iaea.org/publications/15790/small-modular-reactors-advances-in-smr-developments-2024>

<sup>32</sup> Abushamah, H. A. S., Burian, O., & Škoda, R. (2024). *Heat-only small modular reactors vs. nuclear combined heat and electricity: Concepts and economics*. Proceedings of NENE 2024.

<sup>33</sup> Teräsvirta, A., & Hyvärinen, J. (2024). Nuclear heat supply system for a small district heating reactor. *Nuclear Engineering and Design*, 426, Article 113389. <https://doi.org/10.1016/j.nucengdes.2024.113389>

<sup>34</sup> Teräsvirta, A., & Hyvärinen, J. (2024). Nuclear heat supply system for a small district heating reactor. *Nuclear Engineering and Design*, 426, Article 113389. <https://doi.org/10.1016/j.nucengdes.2024.113389>

<sup>35</sup> World Nuclear Association. (2020). *World nuclear supply chain: Outlook 2040*. <https://world-nuclear.org/news-and-media/press-statements/launch-of-the-world-nuclear-supply-chain-outlook-2>, OECD Nuclear Energy Agency. (2015). *Nuclear New Build: Insights into Financing and Project Management*, s. 146. OECD Publishing

<sup>36</sup> Nuclear Energy Agency. (2026). *Nuclear energy outlook: Global installed capacity to 2050 and beyond*. OECD Publishing. <https://doi.org/10.82155/cfn5-t153>

<sup>37</sup> Häkkinen, S., Lindroos, T. J., Leppänen, J., Soppela, O., Komu, R., Ryyänen, T., Ilvonen, M., Helminen, A., Suikkanen, H., Saari, J., Hyvärinen, J., Rantakaulio, A., Perälä, H., Turkia, R., & Heinonen, S. (2023). *EcoSMR, Finnish Ecosystem for Small Modular Reactors -Final Report*. VTT Technical Research Centre of Finland, Abushamah, Burian & Škoda (2024), *Heat-only small modular reactors vs. nuclear combined heat and electricity: Concepts and economics*

<sup>38</sup> Energiforsk. (2022). *Nuclear beyond electricity*. <https://energiforsk.se/media/31511/nuclear-beyond-electricity-brochure.pdf>

<sup>39</sup> Dostępne oszacowania kosztu ciepła z SMR opierają się na symulacjach opartych na założeniach dotyczących CAPEX, kosztu kapitału, czasu budowy. Nie są to koszty zaobserwowane w warunkach eksploatacyjnych

Opłacalność zastosowania SMR pracującego w kogeneracji czy wytwarzającego wyłącznie ciepło będzie się jednak różnić zależnie od charakterystyki danego systemu ciepłowniczego<sup>40, 41</sup>. SMR wytwarzający wyłącznie ciepło może odpowiadać lepiej potrzebom danego systemu, ponieważ wytwarzanie ciepła może być w większym stopniu dostosowane do lokalnego profilu zapotrzebowania na ciepło, SMR pracujący w kogeneracji byłby natomiast bardziej zależny od warunków na rynku energii elektrycznej oraz od możliwości odbioru części wytwarzania w postaci ciepła<sup>42</sup>. Oznacza to, że w zależności od skali i profilu pracy systemu ciepłowniczego bardziej racjonalnym rozwiązaniem może być mniejsza jednostka SMR wytwarzająca wyłącznie ciepło. SMR-y przeznaczone wyłącznie do wytwarzania ciepła mogą wymagać niższych nakładów inwestycyjnych niż jednostki pracujące w kogeneracji, ponieważ są podporządkowane jednemu zastosowaniu: dostarczaniu ciepła do sieci. Natomiast dla zastosowania SMR pracującego w

kogeneracji dla potrzeb ciepłownictwa systemowego konieczne byłoby prawdopodobnie zastosowanie specjalnej turbiny parowej przystosowanej do regulowanego poboru pary na cele ciepłownicze. Para pobrana z obiegu turbiny mogłaby następnie, ogrzewać wodę sieciową z temperatury powrotu, np. ok. 50°C, do wymaganej temperatury zasilania, np. ok. 120°C<sup>43</sup>. Upusty turbiny mogą być wykorzystywane w sezonie grzewczym do dostarczania pary na cele ciepłownictwa, a w trakcie całego roku do procesów technologicznych. Natomiast po sezonie grzewczym turbina ta mogłaby (w przypadku braku zapotrzebowania na parę technologiczną) wytwarzać wyłącznie energię elektryczną<sup>44</sup>. Atrakcyjność SMR-a w wariantcie kogeneracyjnym zależy od możliwości odbioru ciepła oraz od relacji między wartością dostarczanego ciepła a utraconymi przychodami ze sprzedaży energii elektrycznej. Wyprowadzenie ciepła z jednostki jądrowej pracującej w kogeneracji ogranicza bowiem jej nominalną zdolność do wytwarzania energii elektrycznej<sup>45</sup>.

---

<sup>40</sup> Ikonen, P., Lindroos, T. J., & Hiltunen, P. (2025). Feasibility of small modular reactors for decarbonizing district heating systems: A case study of the Helsinki metropolitan area. *Nuclear Engineering and Design*, 442, Article 114262. <https://doi.org/10.1016/j.nucengdes.2025.114262>, dostęp: 4.06.2026.

Pursiheimo, E., Lindroos, T. J., Sundell, D., Rämä, M., & Tulkki, V. (2022). Optimal investment analysis for heat pumps and nuclear heat in decarbonised Helsinki metropolitan district heating system. *Energy Storage and Saving*, 1(2), 80–92. <https://doi.org/10.1016/j.enss.2022.03.001>

Autorzy przeanalizowali kilka scenariuszy dekarbonizacji systemu ciepłowniczego obszaru metropolitalnego Helsinek, porównując ścieżki inwestycyjne obejmujące kotły na biomasę, pompy ciepła wykorzystujące niskotemperaturowe źródła ciepła oraz małe reaktory modułowe. W analizowanych wariantach rozwiązanie oparte na SMR okazało się bardziej efektywne kosztowo niż wariant oparty na pompach ciepła.

<sup>41</sup> Przedstawione w raporcie szacunki kosztów i opłacalności wykorzystania SMR-ów w ciepłownictwie systemowym opierają się na dostępnych w literaturze techniczno-ekonomicznych analizach modelowych wykorzystujących założenia dotyczące m.in. nakładów inwestycyjnych czy profilu zapotrzebowania na ciepło.

<sup>42</sup> Ibidem

<sup>43</sup> Clean Air Task Force, Small Modular Reactors: A Technical and Economic Assessment, 22.11.2023, <https://www.catf.us/resource/small-modular-reactors-technical-economic-assessment/>, dostęp: 5.06.2026 r

<sup>44</sup> Minkiewicz, T., & Reński, A. (2013). *Możliwość wykorzystania elektrowni jądrowej jako źródła energii elektrycznej i ciepłej*. Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej, 33, 43–46. [https://mostwiedzy.pl/pl/publication/download/1/mozliwosc-wykorzystania-elektrowni-jadrowej-jako-zrodla-energii-elektrycznej-i-cieplnej\\_65800.pdf](https://mostwiedzy.pl/pl/publication/download/1/mozliwosc-wykorzystania-elektrowni-jadrowej-jako-zrodla-energii-elektrycznej-i-cieplnej_65800.pdf)

<sup>45</sup> Abushamah, H. A. S., Burian, O., & Škoda, R. (2024). *Heat-only small modular reactors vs. nuclear combined heat and electricity: Concepts and economics*. W Proceedings of the International Conference Nuclear Energy for New Europe, Portorož, Slovenia, September 9–12, 2024. Nuclear Society of Slovenia. [https://www.djs.si/nene2024proceedings/pdf/NENE2024\\_502.pdf](https://www.djs.si/nene2024proceedings/pdf/NENE2024_502.pdf), dostęp: 28.06.2026

**Tabela 2. SMR-y dla ciepłownictwa systemowego – wybrane przykłady<sup>46</sup>**

| Projekt         | Podmiot                                                                                                                                             | Opis                                                                                                                                                     | Zastosowanie                                                                                                                                                                                                                   | Status i przewidywana data uruchomienia                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |
|-----------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>BWRX-300</b> | GE Vernova Hitachi Nuclear Energy;<br>Ontario Power Generation jako inwestor pierwszego projektu w Kanadzie;<br>Orlen Synthos Green Energy w Polsce | Lekkowodny reaktor BWR o mocy ok. 300 MWe. Projekt wykorzystuje doświadczenia i rozwiązania z wcześniejszych konstrukcji BWR oraz certyfikowanego ESBWR. | Przed wszystkim wytwarzanie energii elektrycznej. W materiałach projektowych wskazywany również jako technologia możliwa do zastosowania w ciepłownictwie systemowym.                                                          | Budowa pierwszego bloku w Darlington jest w toku; uruchomienie planowane jest do końca 2030 r <sup>47</sup> . W marcu 2026 r. OPG złożyło wniosek o licencję na eksploatację pierwszego reaktora. W Polsce projekt pozostaje na etapie prac projektowych i przygotowawczych <sup>48</sup> .                                                        |
| <b>CAL30</b>    | Calogena                                                                                                                                            | Reaktor o mocy cieplnej 30 MWt, zaprojektowany do pracy przy niskim ciśnieniu i temperaturze ok. 100°C <sup>49</sup> .                                   | Projektowany wyłącznie do dostarczania ciepła do sieci ciepłowniczych.                                                                                                                                                         | Zakładana możliwość wdrażania reaktora w europejskich miastach od 2030 r. Projekt jest wspierany w ramach France 2030 oraz Europejskiego Sojuszu Przemysłowego na rzecz SMR.                                                                                                                                                                       |
| <b>LDR-50</b>   | Steady Energy                                                                                                                                       | LDR-50 o mocy cieplnej 50 MW, zaprojektowany do pracy w temperaturze około 150°C                                                                         | Bezpośrednie dostawy ciepła do systemów ciepłowniczych. Zastępowanie źródeł opartych na paliwach kopalnych w miejskich systemach ciepłowniczych; potencjalnie także ciepło przemysłowe i inne zastosowania niskotemperaturowe. | W lutym 2026 r. rozpoczęto w Helsinkach budowę pełnoskalowego obiektu pilotażowego bez paliwa jądrowego <sup>50</sup> . W czerwcu 2026 r. zakończono międzynarodowy Joint Early Review projektu <sup>51</sup> . Pierwsze komercyjne jednostki są planowane około 2030 r.; opłacalność nie została jeszcze potwierdzona w eksploatacji komercyjnej. |

<sup>46</sup> Tabela zawiera wybrane projekty SMR, które są przedstawiane jako technologie możliwe do wykorzystania w wytwarzaniu ciepła, Daty mają charakter orientacyjny i zależą od przebiegu procesu licencyjnego, finansowania oraz harmonogramów inwestorów.. Uwzględnienie danego projektu w tabeli nie stanowi rekomendacji ani poparcia dla konkretnej technologii lub dostawcy. Zestawienie ma charakter ilustracyjny i służy przedstawieniu zróżnicowanych rozwiązań technologicznych.

<sup>47</sup> Ontario Power Generation. (2026). *Small modular reactors: Darlington SMR*. <https://www.opg.com/projects-services/projects/nuclear/smr/darlington-smr/>

<sup>48</sup> *Deployment of BWRX-300 small modular reactor in Poland takes major step forward with design development*. <https://www.gevernova.com/news/print/pdf/node/144051>

<sup>49</sup> Calogena. *Our solution*. <https://www.calogena.com/en/our-solution>

<sup>50</sup> Steady Energy. (2026). *Construction of Steady Energy's small nuclear heating pilot plant begins in Helsinki*. <https://www.steadyenergy.com/news-article/construction-of-steady-energys-small-nuclear-heating-pilot-plant-begins-in-helsinki>

<sup>51</sup> Państwowa Agencja Atomistyki. (2026, 29 czerwca). *PAA zakończyła udział w międzynarodowym przeglądzie bezpieczeństwa projektu reaktora LDR-50. Gotowy jest raport z przeprowadzonych prac*. Gov.pl. <https://www.gov.pl/web/paa/paa-zakonczyła-udział-w-międzynarodowym-przeglądzie-bezpieczeństwa-projektu-reaktora-ldr-50-gotowy-jest-raport-z-przeprowadzonych-prac>

| Projekt                | Podmiot                          | Opis                                                                                                                                                                                                                         | Zastosowanie                                                                                                                                                                                          | Status i przewidywana data uruchomienia                                                                                                                                                                                        |
|------------------------|----------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>NUWARD SMR</b>      | NUWARD, spółka zależna EDF Group | Reaktor PWR o mocy cieplnej 1150 MWt, umożliwiający wytwarzanie do 400 MWe oraz 115 MWt ciepła                                                                                                                               | Możliwość pracy w kogeneracji. Potencjalne zastosowania obejmują systemy ciepłownicze, odbiorców energochłonnych i centra danych.                                                                     | Komercjalizacja zakładana jest w latach 30. XXI w.; brak wiążącej daty uruchomienia pierwszej jednostki komercyjnej <sup>52</sup> .                                                                                            |
| <b>Rolls-Royce SMR</b> | Rolls-Royce                      | Reaktor PWR oparty na sprawdzonej technologii reaktorów wodno-ciśnieniowych. Projekt zakłada moc elektryczną 470 MWe i moc cieplną 1358 MW, 60-letni okres pracy oraz wysoki współczynnik wykorzystania mocy <sup>53</sup> . | Wytwarzanie energii elektrycznej; możliwa praca w kogeneracji. Potencjalnie zastosowanie w dużych systemach, w których istnieje uzasadnienie dla odbioru ciepła z jednostki pracującej w kogeneracji. | W kwietniu 2026 r. Rolls-Royce SMR i Great British Energy–Nuclear podpisały kontrakt na realizację trzech jednostek w Wylfa <sup>54</sup> . Pierwsze brytyjskie SMR-y mają zostać uruchomione w drugiej połowie lat 30. XXI w. |

Równolegle należy wspomnieć o możliwości wykorzystania dużych elektrowni jądrowych jako źródeł ciepła dla ciepłownictwa systemowego. W kilku państwach europejskich ciepło z elektrowni jądrowych było albo nadal jest wykorzystywane na potrzeby zewnętrznych sieci ciepłowniczych. Dotyczy to m.in. Szwajcarii, Słowenii, Czech, Słowacji, Węgier, Rumunii i Bułgarii<sup>55</sup>. Nowe projekty ciepłownictwa jądrowego są również planowane lub rozwijane w Czechach, Słowacji i Finlandii, zarówno w oparciu o duże reaktory, jak i SMR-y. Podstawową barierą dla wykorzystania dużych elektrowni jądrowych do dekarbonizacji ciepłownictwa systemowego pozostaje lokalizacja, są to bowiem obiekty o znacznej skali, które z reguły sytuowane są poza największymi aglomeracjami, czyli często w

oddaleniu od obszarów o największym i najbardziej skoncentrowanym zapotrzebowaniu na ciepło<sup>56</sup>. W rezultacie wykorzystanie dużych elektrowni jądrowych wymaga dostępu do dużego rynku odbiorców oraz rozbudowy infrastruktury ciepłowniczej, zwłaszcza poza okresem szczytowego zapotrzebowania w zimie<sup>57</sup>. Z tego powodu zasadniejsze może być zastosowanie SMR-ów projektowanych specjalnie z myślą o wytwarzaniu ciepła lub pracy w kogeneracji. Ich mniejsza skala może ułatwiać dopasowanie źródła do potrzeb konkretnego systemu ciepłowniczego, ograniczać straty przesyłowe. Ponadto SMR-y mogą być integrowane z innymi czystymi technologiami, w tym z magazynami ciepła, w celu optymalnego wykorzystania potencjału oraz zapewnienia stabilnych dostaw<sup>58</sup>.

<sup>52</sup> NUWARD. *Our SMR solution*. <https://www.nuward.com/en/our-smr-solution>

<sup>53</sup> Rolls-Royce SMR. *Our technology*. <https://gda.rolls-royce-smr.com/our-technology>; Great British Energy – Nuclear.

<sup>54</sup> Great British Energy – Nuclear. (2026). *Great British Energy – Nuclear and Rolls-Royce SMR sign contract*. GOV.UK. <https://www.gov.uk/government/news/great-british-energy-nuclear-and-rolls-royce-smr-sign-contract>

<sup>55</sup> Lipka, M., & Rajewski, A. (2020). Regress in nuclear district heating. The need for rethinking cogeneration. *Progress in Nuclear Energy*, 130, 103518. <https://doi.org/10.1016/j.pnucene.2020.103518>

<sup>56</sup> Ibidem

<sup>57</sup> Mathiesen, B. V., Gonzalo, E. G., Georgati, M., Nielsen, S., & Nikolic, J. (2026). *Heat Roadmap Europe: Towards a sustainable, resilient and competitive heating sector by 2050 – Main report*. Aalborg Universitet. [https://vbn.aau.dk/ws/portalfiles/portal/819176394/HRE5\\_Main.pdf](https://vbn.aau.dk/ws/portalfiles/portal/819176394/HRE5_Main.pdf), dostęp: 28.06.2026.

<sup>58</sup> Gudowski, W. (2025). Wykorzystanie technologii SMR-BWRX-300 w Polsce – analiza korzyści. W W. Gudowski i S. Gawłowski (red.), *Atom, klimat, bezpieczeństwo energetyczne. Wybrane zagadnienia* (s. 121–143). Kancelaria Senatu. [https://www.senat.gov.pl/gfx/senat/userfiles/\\_public/k11/kancelaria/pokonferencyjne/25/atom\\_klimat\\_bezpieczenstwo\\_energetyczne\\_ksiega\\_internet.pdf](https://www.senat.gov.pl/gfx/senat/userfiles/_public/k11/kancelaria/pokonferencyjne/25/atom_klimat_bezpieczenstwo_energetyczne_ksiega_internet.pdf)

## Kontekst polski

Polskie aglomeracje miejskie są ogrzewane oraz zasilane w ciepło na potrzeby ciepłej wody użytkowej przez dysponujące wysokimi mocami wytwórczymi duże systemy ciepłownicze<sup>59</sup>. Większość sieci ciepłowniczych w Polsce została zaprojektowana do transportu wody podgrzanej co najmniej do 120 °C<sup>60</sup>. Taka temperatura pracy sieci oraz skala części polskich systemów sprawiają, że technologie jądrowe mogą być w nich technicznie rozważane zarówno w wariancie kogeneracyjnym, jak i jako jednostki przeznaczone wyłącznie do wytwarzania ciepła, zależnie od konfiguracji technicznej oraz profilu zapotrzebowania danego systemu<sup>61</sup>. Im większy dystans dzieli odbiorcę ciepła od jego źródła, tym większe straty energii cieplnej; może to istotnie obniżyć efektywność i sytuację ekonomiczną systemów ciepłowniczych – w skali kraju średnie roczne straty przesyłowe ciepła wynoszą ok. 8 - 11 proc.<sup>62</sup>. Oznacza to, że techniczna wykonalność i opłacalność zastosowania energii jądrowej do wytwarzania ciepła każdorazowo będą zależeć od lokalizacji źródła względem odbiorców. Tym samym wykorzystanie technologii jądrowych warto rozważać także w ciepłownictwie systemowym w regionach tradycyjnie związanych z energetyką węglową, dla których transformacja energetyczna wiąże się z koniecznością utrzymania rozwoju gospodarczego oraz utrzymania istniejącej już infrastruktury<sup>63</sup>.

W świetle powyższych uwarunkowań wykorzystanie dużych elektrowni jądrowych na potrzeby ciepłownictwa systemowego w Polsce może być szczególnie warte rozważenia w przypadku systemów położonych w odległości kilku do kilkudziesięciu kilometrów od planowanych lokalizacji EJ2. W odniesieniu do tych projektów, wymagana jest analiza możliwości wykorzystania mocy cieplnej do zasilania sieci ciepłowniczych. W przypadku dużych i średnich systemów miejskich oddalonych od lokalizacji dużych elektrowni jądrowych większe znaczenie mogą mieć SMR-y, w szczególności te przeznaczone wyłącznie do wytwarzania ciepła. Ten rodzaj SMR-ów ma mniejszą skalę i może opierać się na prostszych rozwiązaniach konstrukcyjnych niż warianty pracujące w kogeneracji<sup>64</sup>. SMR-y wytwarzające wyłącznie ciepło, mogą nie wymagać ani wytwornic pary, ani infrastruktury związanej z obiegiem Rankine'a służącej do skraplania pary i odprowadzania ciepła<sup>65</sup>. Może to przekładać się na niższe nakłady inwestycyjne oraz łatwiejsze dopasowanie źródła do lokalnego profilu zapotrzebowania na ciepło. Nie oznacza to jednak, że SMR-y wytwarzające ciepło będą w każdym przypadku bardziej uzasadnione ekonomicznie niż SMR-y pracujące w kogeneracji. Opłacalność takiego rozwiązania zależy od wielkości systemu ciepłowniczego, profilu zapotrzebowania na ciepło, długości sezonu grzewczego oraz od cen ciepła i energii elektrycznej<sup>66</sup>.

<sup>59</sup> R. Szczerbowski, Stan obecny i przyszłość ciepłownictwa w Polsce, 2024, <https://yadda.icm.edu.pl/baztech/element/bwmeta1.element/baztech-3a2d4400-cec3-4387-aa64-c3902d9bdbc3/c/ZN5.pdf>, dostęp: 5.06.2026 r.

<sup>60</sup> A. Rubczyński, M. Jakob, J. Bagemihl, A. Wyrwa, M. Raczynski, J. Kasza, M. Król, M. Świątecki, *Niskotemperaturowe sieci ciepłownicze. Baza dla modernizacji sektora ciepła*, Forum Energii, 14.06.2024, dostęp: 5.06.2026

<sup>61</sup> International Atomic Energy Agency, *Small Modular Reactors: Advances in SMR Developments 2024*, Vienna 2024, dostęp: 5.06.2026., A. Teräsvirta, S. Syri, P. Hiltunen, *Small Nuclear Reactor – Nordic District Heating Case Study*, „Energies” 2020, t. 13, nr 15, art. 3782, DOI: 10.3390/en13153782, dostęp: 5.06.2026.

<sup>62</sup> Brodacki, D., & Cydejko, J. (2024). *Mały atom. Nadzieje kontra rzeczywistość*. Polityka Insight. [https://www.politykainsight.pl/\\_resource/multimedia/20362816](https://www.politykainsight.pl/_resource/multimedia/20362816), dostęp: 7.06.2026.

<sup>63</sup> Bartela, Ł., Homa, D., Haneklaus, N., Ochmann, J., Gładysz, P., Chmielewska-Śmietanko, D., Miśkiewicz, A., Smoliński, T., Tuka, J., Qvist, S., & Sidło, A. (2025). Assessment of sites for coal-to-nuclear transition in Poland. *Journal of Cleaner Production*, 521, Article 146256. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2025.146256>, dostęp: 7.06.2026.

<sup>64</sup> AFRY Management Consulting Oy. (2026). *Selvitys ydinenergian tuotannon edistämisen vaihtoehtoista, kustannuksista ja sähkömarkkinavaikutuksista: Loppuraportti*. Työ- ja elinkeinoministeriö. [https://afry.com/sites/default/files/2026-03/tem\\_-\\_ydinenergian\\_edistamiskeinot\\_loppuraportti\\_afry\\_1.pdf](https://afry.com/sites/default/files/2026-03/tem_-_ydinenergian_edistamiskeinot_loppuraportti_afry_1.pdf), dostęp: 27.06.2026.

<sup>65</sup> Nuclear Energy Agency. (2026). *Nuclear energy outlook: Global installed capacity to 2050 and beyond*. OECD Publishing. <https://doi.org/10.82155/cfn5-t153>

<sup>66</sup> T.J. Lindroos, E. Pursiheimo, V. Sahlberg, V. Tulkki, *A techno-economic assessment of NuScale and DHR-400 reactors in a district heating and cooling grid*, „Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy” 2019, vol. 14, no. 1, s. 13–24, <https://doi.org/10.1080/15567249.2019.1595223>

W praktyce jednostka przeznaczona wyłącznie do wytwarzania ciepła może być mniej wykorzystana poza sezonem grzewczym i tym samym nie generować przychodów<sup>67</sup>. Kogeneracja może z kolei ograniczać to ryzyko przez możliwość wytwarzania energii elektrycznej w okresach niższego zapotrzebowania na ciepło<sup>68</sup>.

Według badania ankietowego przeprowadzonego przez Polski Instytut Ekonomiczny w 2023 r. 67 proc. ekspertów oceniło, że istnieje szansa, iż w przyszłości SMR-y będą zaspokajać co najmniej 20 proc. zapotrzebowania na ciepło systemowe w dziesięciu największych polskich aglomeracjach<sup>69</sup>. Warszawa, ze względu na skalę systemu, stanowi naturalnego kandydata do pogłębionych analiz potencjału wykorzystania energii jądrowej. Jego moc wytwórcza osiąga prawie 5 GWt; łącznie sieć ciepłownicza na terenie miasta ogrzewa prawie 50 mln m<sup>2</sup> powierzchni budynków wielorodzinnych, biurowych, handlowo-usługowych i jednorodzinnych<sup>70</sup>. W warszawskim systemie ciepłowniczym podstawowym źródłem energii jest węgiel<sup>71</sup>. W modelowym scenariuszu Think Atom z 2019 r. trzy reaktory ciepłownicze o mocy 400 MWt każdy (łącznie 1,2 GWt) miałyby przy współczynniku wykorzystania około 77% dostarczać około 8,1 TWh rocznie, odpowiadających 58% założonego zapotrzebowania Warszawy w 2040 r.<sup>72</sup> SMR-y mogą również zostać zastosowane w systemach ciepłowniczych o średniej wielkości ale tylko przy

odpowiedniej skali zapotrzebowania. W przypadku zapotrzebowania na poziomie 2,5 TWh rocznie jednostki SMR (o łącznej mocy 200-300 MWt) nastawione wyłącznie na wytwarzanie ciepła mogłyby zaspokoić 50-70% zapotrzebowania<sup>73</sup>.

Strefy planowania awaryjnego nie muszą stanowić bariery dla lokalizacji SMR-ów, ponieważ ich zakres powinien odzwierciedlać wyniki analiz bezpieczeństwa konkretnego projektu. Ustawa Prawo atomowe zawiera elementy podejścia stopniowanego<sup>74</sup>. Art. 86l pr. atom określa rodzaje stref planowania awaryjnego, natomiast art. 86m pr. atom wiąże ich wyznaczenie z wynikami analiz bezpieczeństwa dotyczących potencjalnych skutków sytuacji awaryjnych. Strefy planowania awaryjnego wokół reaktorów jądrowych są projektowane na podstawie wyników ocen bezpieczeństwa, a więc skala tych stref rośnie lub maleje wraz z zagrożeniami związanymi z danym typem reaktora. Podobne podejście przyjęto w Finlandii, gdzie zakres stref jest ustalany indywidualnie dla projektu<sup>75</sup>. Zależnie od przepisów w przypadku niektórych projektów analiza bezpieczeństwa może uzasadniać ograniczenie zakresu planowania awaryjnego pod warunkiem, że potwierdzi niskie dawki na jego terenie dla rozpatrywanej awarii o najbardziej brzemiennej skutkach<sup>76</sup>. W polskich warunkach możliwość lokalizacji źródła bliżej odbiorców mogłaby ograniczyć zakres niezbędnej rozbudowy sieci, a tym samym zmniejszyć koszty całej inwestycji.

<sup>67</sup> Ciepło musi być dostarczane przede wszystkim w chłodniejszej części roku, w konsekwencji czego roczny współczynnik obciążenia źródła ciepła w systemie ciepłowniczym zwykle nie przekracza 50%.

<sup>1</sup> Za: International Atomic Energy Agency. (2002). *Market Potential for Non-electric Applications of Nuclear Energy* (Technical Reports Series No. 410). IAEA, [https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/TRS410\\_web.pdf](https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/TRS410_web.pdf), dostęp: 8.06.2026

<sup>68</sup> Steady Energy. (2026). *SMR guide: A simple guide to small modular reactors*.

<sup>69</sup> Badanie objęło 50 ekspertów/ek, Juszczak, A. (2023). *Perspektywy wykorzystania reaktorów SMR w polskiej transformacji energetycznej*. Polski Instytut Ekonomiczny.

<sup>70</sup> Forum Energii (2024), *Scenariusze transformacji energetycznej Warszawy*, dostęp: 5.06.2026

<sup>71</sup> Forum Energii (2022) *Miasto z klimatem. Neutralny klimatycznie system ciepłowniczy w Warszawie* dostęp: 5.06.2026

<sup>72</sup> Think Atom (2019), *Nuclear District Heating in Finland, The Demand, Supply and Emissions Reduction Potential of Heating Finland with Small Nuclear Reactors*, [https://thinkatom.net/wp-content/uploads/2019/04/nuclear-district-heating-in-finland\\_1-2\\_web.pdf](https://thinkatom.net/wp-content/uploads/2019/04/nuclear-district-heating-in-finland_1-2_web.pdf). Scenariusz ten należy traktować jedynie jako historyczną ilustrację skali, a nie potwierdzenie opłacalności konkretnego projektu SMR w Warszawie.

<sup>73</sup> Polski Instytut Ekonomiczny (2023), *SMRs will be used to produce heat for the largest Polish agglomerations by 2040*, dostęp: 4.06.2026, <https://pie.net.pl/en/smr-will-be-used-to-produce-heat-for-the-largest-polish-agglomerations-by-2040/>

<sup>74</sup> Ustawa z dnia 29 listopada 2000 r. – Prawo atomowe (t.j. Dz.U. z 2026 r. poz. 1)

<sup>75</sup> Sekcja 3 ust. 4 oraz sekcja 3a ust. 2–5 regulacji fińskiego organu dozoru jądrowego STUK Y/2/2024

<sup>76</sup> Skura, B. (2025). Strefy planowania awaryjnego dla jądrowej wytwarzania ciepła: Wzorce z Chin, Finlandii i Szwajcarii a droga do dekarbonizacji polskich sieci ciepłowniczych. *Bezpieczeństwo Jądrowe i Ochrona Radiologiczna. Biuletyn Informacyjny Państwowej Agencji Atomistyki*, 3, 38–50, dostęp: 7.06.2026. s. 43. , Kelk, A. Murad, R. de Oliveira, M. Jeltsov, *Emergency Planning Zones for Small Modular Reactors*, National Institute of Chemical Physics and Biophysics, Nuclear Science and Engineering, Tallinn 2020, <https://fermi.ee/wp-content/uploads/2021/03/epz-report-kbfi-20210211.pdf>, dostęp: 5.06.2026 r.

## CZĘŚĆ 2

# Otoczenie polityczno-regulacyjne dla energii jądrowej w ciepłownictwie systemowym

Możliwość wykorzystania energii jądrowej w ciepłownictwie systemowym została dostrzeżona w krajowych oraz unijnych dokumentach strategicznych. Na szczycie unijnym najważniejszym punktem odniesienia jest strategia Komisji Europejskiej dotycząca rozwoju i wdrażania SMR w Europie z 10 marca 2026 r.<sup>77</sup>. Zgodnie z jej treścią, SMR-y będą odgrywać ważną rolę obok wielkoskalowych reaktorów jądrowych w dekarbonizacji sektora energetycznego jak i przemysłowego. Zakres bezpośredniego wykorzystania SMR-ów w przemyśle ograniczają parametry temperaturowe poszczególnych technologii. Projekty o największej dojrzałości i najbardziej prawdopodobne do wdrożenia w Europie w perspektywie najbliższych 10–15 lat opierają się przede wszystkim na technologii lekkowodnej, odpowiedniej dla ciepłownictwa systemowego oraz części procesów nisko- i średniotemperaturowych. Ich parametry nie wystarczą jednak do bezpośredniego zasilania wielu procesów wysokotemperaturowych. Strategia dostrzega także potencjał do wykorzystania SMR-ów w dekarbonizacji ciepłownictwa, gdyż sieci ciepłownicze są zaprojektowane do pracy w temperaturze od 70 do

120 °C, dzięki czemu są zgodne z parametrami ciepła możliwego do uzyskania z tych reaktorów. Strategia również podkreśla, że dostarczając niskoemisyjną energię elektryczną i ciepłą, SMR-y mogą bezpośrednio wspierać dekarbonizację sektorów, z których emisje trudno zredukować (hard to abate sectors).

W rezolucji Parlamentu Europejskiego z 12 grudnia 2023 r. dotyczącej SMR, wskazano, że potencjał SMR powinien być analizowany nie tylko w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, ale także ciepła. Rezolucja wprost podkreśla konieczność zbadania potencjału zastosowania SMR-ów w systemach ciepłowniczych w przypadku gdy inne źródła czystej energii są niedostępne. Dokument podkreśla, że ogrzewanie i chłodzenie odpowiadają za około połowę całego zużycia energii w UE, z której większość pochodzi obecnie z paliw kopalnych. Tym samym SMR-y mogłyby zapewniać czyste, niskotemperaturowe ciepło dla systemów ciepłowniczych. Rezolucja wskazuje, również że SMR-y mogą być projektowane wyłącznie do wytwarzania ciepła, co pozwalałoby im działać w niższych temperaturach i pod niższym ciśnieniem<sup>78</sup>.

<sup>77</sup> Komisja Europejska, Communication from the Commission, „Strategy for the development and deployment of Small Modular Reactors (SMRs) in Europe”, COM(2026) 117 final, Strasbourg, 10.03.2026, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/HTML/?uri=CELEX:52026DC0117>, dostęp: 5.06.2026 r.

<sup>78</sup> Rezolucja Parlamentu Europejskiego z dnia 12 grudnia 2023 r. w sprawie małych reaktorów modułowych (2023/2109(INI)), Dz.Urz. UE C, C/2024/4161, 2.08.2024, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/HTML/?uri=CELEX:52023IP0456>, dostęp: 5.06.2026 r.

Unijna polityka energetyczno-klimatyczna niewątpliwie rozpoznaje potencjał technologii jądrowych w ciepłownictwie systemowym, jednakże nie zawiera ona rozwiązań regulacyjno-finansowych wspierających ich rozwój. Choć unijna strategia SMR nie jest wiążącym aktem prawnym, to wyznacza kierunek działań państw członkowskich. Choć samo dostrzeżenie potencjału SMR-ów w dokumentach unijnych jest krokiem w dobrą stronę, to nie niweluje jednak dwóch podstawowych barier dla zastosowania SMR-ów w ciepłownictwie systemowym. Pierwszą z nich jest niejednoznaczny dostęp do finansowania w świetle unijnych zasad<sup>79</sup>. Dostęp projektów SMR do poszczególnych instrumentów unijnych pozostaje fragmentaryczny i zależny od konstrukcji programu. Ogranicza to atrakcyjność inwestycyjną takich projektów, utrudnia finansowanie pierwszych wdrożeń i zmniejsza możliwość wykorzystania synergii z innymi sektorami strategicznymi. **Z tej perspektywy SMR-y powinny zostać objęte zasadami dostępu do finansowania na równych warunkach z innymi technologiami niskoemisyjnymi, a ich kwalifikowalność powinna zostać jednoznacznie odzwierciedlona w odpowiednich programach UE, w tym w kolejnych wieloletnich ramach finansowych UE.**

Kolejnym wyzwaniem pozostaje zróżnicowanie krajowych wymagań regulacyjnych i procesów licencyjnych w państwach członkowskich<sup>80</sup>. W przypadku SMR-ów szczególne znaczenie ma ograniczenie ryzyka, że ta sama technologia będzie wymagała istotnych modyfikacji w zależności od państwa wdrożenia, zarówno ze względu na odmienne wymogi budowlane, lokalizacyjne i administracyjne dotyczące elektrowni jądrowych, jak i z powodu różnic w podejściu krajowych organów dozoru jądrowego. Takie rozbieżności mogą prowadzić do wydłużenia procesu projektowania i licencjonowania, wzrostu kosztów oraz utraty korzyści skali, które są jednym z głównych uzasadnień rozwoju SMR-ów. Potrzebne są więc działania usprawniające procedury licencyjne, przy zachowaniu niezależności organów dozoru jądrowego i wysokich standardów bezpieczeństwa.

Mogłyby one obejmować wspólne wczesne przeglądy dozоровe, współpracę regulatorów oraz ujednolicanie metod oceny bezpieczeństwa. W dłuższej perspektywie zasadne byłoby wypracowanie unijnych wytycznych<sup>81</sup> lub wspólnej metodologii oceny SMR-ów, które nie zastępowałyby krajowych procedur licencyjnych, ale tworzyłyby dodatkową ścieżkę koordynacji między państwami członkowskimi<sup>82</sup>. Taki mechanizm mógłby działać podobnie do inicjatyw rozwijanych na poziomie międzynarodowym, takich jak IAEA SMR Platform oraz Nuclear Harmonization and Standardization Initiative, ułatwiając wymianę doświadczeń, ograniczając powielanie tych samych analiz i budując wzajemne zaufanie między organami dozoru. Bardziej realistycznym kierunkiem niż pełna harmonizacja unijnego procesu licencjonowania jest rozwój tzw. modelu 'reliance-based licensing'. Polega on na tym, że krajowy organ dozoru jądrowego zachowuje własną odpowiedzialność za decyzję w sprawie wydania zezwolenia, ale może częściowo oprzeć się na ocenach, zatwierdzeniach lub wynikach kontroli jakości przeprowadzonych przez zaufany organ dozoru z innego państwa, jeżeli potwierdzona zostanie równoważność stosowanych standardów bezpieczeństwa. Taki mechanizm mógłby zostać wprowadzony na poziomie prawa krajowego, bez zmiany traktatu Euratom ani tworzenia jednolitej unijnej procedury licencyjnej. W praktyce oznaczałoby to przyznanie Prezesowi PAA wyraźnej podstawy prawnej do uwzględniania zagranicznych ocen regulacyjnych jako dowodu w polskim postępowaniu, a w uzasadnionych przypadkach do rezygnacji z ponownego prowadzenia części analiz już wykonanych przez zaufany organ dozoru jądrowego. W takim modelu polski regulator zachowałby uprawnienia do oceny dokumentacji oraz wydania ostatecznego rozstrzygnięcia, ale działałby równolegle z regulatorem z innego państwa – na podobnej zasadzie jak w lotnictwie, gdzie Agencja Unii Europejskiej ds. Bezpieczeństwa Lotniczego (EASA) pełni funkcję organu walidującego wobec pozazuropejskiego regulatora lotniczego który prowadzi pierwotny proces oceny<sup>83</sup>.

<sup>79</sup> Clean Air Task Force. (2025). *Clean Air Task Force recommendations for the EU SMR Strategy*. <https://cdn.catf.us/wp-content/uploads/2025/12/11070611/CATF-Recommendations-for-the-EU-SMR-Strategy.pdf>, dostęp: 18.06.2026 r.

<sup>80</sup> Qvist, M., & Janisz, E. (2025). *What it would take for small modular reactors to work in the EU*. Clean Air Task Force. <https://www.catf.us/2025/12/what-it-would-take-for-small-modular-reactors-to-work-in-the-eu/>, dostęp: 18.06.2026 r.

<sup>81</sup> European Commission. (2026). *Strategy for the development and deployment of Small Modular Reactors (SMRs) in Europe*, COM (2026) 117 final, section "Support to European regulatory collaboration in SMR licensing and nuclear safety", Action 8.

<sup>82</sup> Clean Air Task Force. (2025). *Recommendations for the EU SMR Strategy*. <https://cdn.catf.us/wp-content/uploads/2025/12/11070611/CATF-Recommendations-for-the-EU-SMR-Strategy.pdf>, dostęp: 28.06.2026.

<sup>83</sup> Juszczyk, A., Krawiec, K., & Żelisko, W. (2026). *Jak rozwijać energetykę jądrową w Polsce? Rekomendacje w zakresie regulacji prawnych i mechanizmów wsparcia branżowego* (Policy Paper 1/2026). Polski Instytut Ekonomiczny. <https://pie.net.pl/wp-content/uploads/2026/04/PP-1-2026-Jak-rozwijac-energetyke-jadrowa-w-Polsce.pdf>

Dyrektywa w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (Dyrektywa (UE) 2024/1275 (EPBD)) dopełnia unijne ramy regulacyjne dla technologii jądrowych w ciepłownictwie systemowym, również w odniesieniu do dekarbonizacji zapotrzebowania na ciepło w budynkach<sup>84</sup>. Wprowadza ona standard budynków bezemisyjnych oraz przewiduje stopniowe odchodzenie od wsparcia dla ogrzewania opartego na paliwach kopalnych. Technologicznie neutralne podejście dyrektywy znajduje odzwierciedlenie w art. 11 ust. 7, zgodnie z którym całkowite roczne zużycie energii pierwotnej przez budynek bezemisyjny może być pokrywane m.in. energią z efektywnego systemu ciepłowniczego i chłodniczego lub energią ze źródeł bezemisyjnych. Komisja Europejska w wytycznych dotyczących stosowania EPBD wskazała wprost, że pojęcie energii ze źródeł bezemisyjnych obejmuje zarówno energię odnawialną, jak i energię jądrową<sup>85 86</sup>. Otwiera to możliwość wykorzystania ciepła pochodzącego z energii jądrowej w systemach ciepłowniczych zasilających takie budynki<sup>87</sup>.

Zastosowanie energii jądrowej w ciepłownictwie jest koncepcją konsekwentnie wspominaną w polskich dokumentach strategicznych. Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. wskazuje, że w długiej perspektywie możliwe jest wykorzystanie małych reaktorów jądrowych w ciepłownictwie systemowym<sup>88</sup>. Dokument zastrzega jednak, że ich zastosowanie wymaga wcześniejszych doświadczeń z prototypów uruchomionych w innych

państwach. Wykorzystanie energii jądrowej do wytwarzania ciepła zostało ostatnio wskazane w krajowym planie w dziedzinie energii i klimatu (KPEiK) z czerwca 2026<sup>89</sup>. Zgodnie z KPEiK energetyka jądrowa ma wypełnić lukę w mocach wytwórczych powstałą wskutek wycofywania elektrowni węglowych. Dokument przewiduje również wykorzystanie energii jądrowej w ciepłownictwie systemowym. W scenariuszu WAM w 2040 r. ciepło odpadowe pochodzące z energetyki jądrowej ma odpowiadać za niecałe 12% wolumenu wytwarzania ciepła systemowego.

Natomiast wersja Programu Polskiej Energetyki Jądrowej (PPEJ) z 2026 roku, wskazuje, że potencjał do wykorzystania technologii jądrowych (zarówno dużych elektrowni jądrowych, jak i SMR-ów) istnieje w systemach ciepłowniczych największych polskich miast (Warszawa, Kraków, Łódź, Poznań, Wrocław, Trójmiasto) w celu zastąpienia paliw kopalnych<sup>90</sup>. PPEJ uzasadnia wykorzystanie technologii jądrowych, zarówno rosnącymi kosztami wykorzystania paliw kopalnych, jak i koniecznością modernizacji infrastruktury. PPEJ przewiduje, że jedynie wykorzystanie mocy cieplnej do zasilania sieci ciepłowniczych aglomeracji położonych blisko lokalizacji EJ2 będzie elementem analiz techniczno-ekonomicznych realizowanych przez spółki celowe w porozumieniu z samorządami i lokalnymi spółkami ciepłowniczymi. Strategia ta wskazuje, że w przypadku inwestycji realizowanych przez sektor prywatny decyzje dotyczące projektów ciepłowniczych należą do poszczególnych inwestorów.

<sup>84</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1275 z dnia 24 kwietnia 2024 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (wersja przekształcona), Dz.U. L 2024/1275 z 8.5.2024

<sup>85</sup> Komisja Europejska. (2025). *Zawiadomienie Komisji zawierające wytyczne dotyczące nowych lub istotnie zmienionych przepisów przekształconej dyrektywy (UE) 2024/1275 w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (C/2025/6438)*, pkt 3.3 „Energia ze źródeł bezemisyjnych”. *Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej*

<sup>86</sup> Energia jądrowa jest źródłem niskoemisyjnym, przy czym jej operacyjne emisje dwutlenku węgla są w wykazach emisji gazów cieplarnianych sporządzanych na potrzeby UNFCCC traktowane jako zerowe, podobnie jak w przypadku odnawialnych źródeł energii. Zob. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). (2014). *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press, rozdz. 7 „Energy Systems”; IPCC, *Task Force on National Greenhouse Gas Inventories (TFI)*

<sup>87</sup> Podobnie w Kustova, I., & Quintana Cabrera, G. (2026). *Back to the Future? What It Will Take to Deliver Nuclear Energy in the EU*. CEPS In-Depth Analysis

<sup>88</sup> Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 2 marca 2021 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r., M.P. 2021 poz. 264, załącznik: „Polityka energetyczna Polski do 2040 r.”, <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WMP20210000264>, dostęp: 5.06.2026 r.

<sup>89</sup> Ministerstwo Energii. (2026). *Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu przyjęty przez Radę Ministrów. Dokument opracowało Ministerstwo Energii*. <https://www.gov.pl/web/energia/krajowy-plan-w-dziedzinie-energii-i-klimatu-przyjety-przez-rade-ministrow-dokument-opracowalo-ministerstwo-energii>, dostęp: 27.06.2026.

<sup>90</sup> Ministerstwo Energii. (2026). *Program polskiej energetyki jądrowej*. Portal Gov.pl. <https://www.gov.pl/attachment/04bc2a5a-a731-4e63-b227-c9836edd6790>

W PPEJ z 2026 roku wspomniano, że będzie wspierać wykorzystanie energii jądrowej na potrzeby ciepłownictwa przez instrumenty dopuszczalne w ramach prawa UE. Dokument nie precyzuje dokładnych zmian legislacyjnych. PPEJ nie rozstrzyga również jednoznacznie statusu różnych modeli wykorzystania energii jądrowej w ciepłownictwie. Dokument szeroko wskazuje potencjał technologii jądrowych, zarówno dużych reaktorów, jak i SMR-ów, w zastępowaniu węgla i gazu w największych systemach ciepłowniczych. Jednocześnie koncentruje się on na możliwości zakwalifikowania pary wtórnej z elektrowni jądrowej jako ciepła odpadowego na potrzeby kryteriów efektywnego systemu ciepłowniczego. Takie podejście jest istotne dla dużych elektrowni jądrowych oraz jednostek pracujących w kogeneracji, ale nie obejmuje w pełni SMR-ów projektowanych wyłącznie do wytwarzania ciepła sieciowego.

W projekcie Strategii Transformacji Ciepłownictwa do 2040 r. opublikowanym 26 czerwca 2026 r. technologie jądrowe zostały wskazane jako jeden z możliwych kierunków dywersyfikacji źródeł ciepła systemowego w dłuższej perspektywie<sup>91</sup>. Projekt odnosi się zarówno do dużych reaktorów, jak i reaktorów modułowych typu SMR, które mogą stanowić stabilne i czyste źródło energii elektrycznej oraz ciepła systemowego. Wskazuje on zarazem, że takie rozwiązanie, może sprawdzić się w dużych systemach miejskich, zwłaszcza w aglomeracjach o wysokim i stałym zapotrzebowaniu na ciepło. Jednocześnie projekt Strategii postuluje działania na poziomie Komisji Europejskiej zmierzające do uznania ciepła pochodzącego z elektrowni jądrowych za ciepło odpadowe w rozumieniu art. 2 pkt 9 dyrektywy 2018/2001. Celem byłoby umożliwienie uwzględnienia takiego ciepła przy spełnianiu kryteriów efektywnego systemu ciepłowniczego i chłodniczego na podstawie art. 26 dyrektywy 2023/1791.

Samo wskazanie przez polski rząd potencjału energii jądrowej w ciepłownictwie systemowym nie wyznacza jednak konkretnej ścieżki dla jej zastosowania w dekarbonizacji ciepłownictwa systemowego. Powyższe rządowe dokumenty strategiczne nie zawierają propozycji ścieżek finansowania oraz mapy drogowej dla zastosowania energii jądrowej w sektorze ciepłowniczym, które mogłyby być drogowskazem dla samorządów gminnych i komunalnych przedsiębiorstw ciepłowniczych odpowiedzialnych za planowanie rozwoju systemu ciepłowniczego. Brakuje w nich również zapewnienia, aby ogólne mechanizmy finansowania transformacji ciepłownictwa oraz zasady kształtowania taryf były rzeczywiście neutralne technologicznie i nie wykluczały inwestycji jądrowych ani nie uprzywilejowywały innych technologii.

Strategie koncentrują się głównie na wykorzystaniu ciepła powstającego przy wytwarzaniu energii elektrycznej. W mniejszym stopniu odnoszą się do SMR-ów wytwarzających wyłącznie ciepło sieciowe, które wymagają odrębnej oceny technicznej, regulacyjnej i finansowej. W przypadku takich jednostek ciepło nie jest produktem ubocznym wytwarzania energii elektrycznej, lecz produktem podstawowym. Nie mieści się więc wprost w kategorii ciepła odpadowego. Brak odrębnego ujęcia SMR-ów przeznaczonych wyłącznie do wytwarzania ciepła może utrudniać określenie zasad ich finansowania oraz wykorzystania w celu uzyskania statusu efektywnego systemu ciepłowniczego przez lokalny system ciepłowniczy.

Polska nie przedstawiła w dotychczasowych strategiach, planu wdrożenia działań przewidzianych w unijnej strategii SMR oraz rezolucji Parlamentu Europejskiego dotyczącej małych reaktorów modułowych. Nie oznacza to jednak, że dokumenty te pozostają bez znaczenia dla wdrożenia SMR-ów. Przeciwnie, tworzą one ramy, które mogą zostać wykorzystane do bardziej operacyjnego określenia roli SMR-ów w dekarbonizacji dużych i średnich systemów ciepłowniczych w Polsce.

---

<sup>91</sup> Ministerstwo Energii. (2026). *Strategia Transformacji Ciepłownictwa do 2040 r.* Portal Gov.pl. <https://www.gov.pl/web/energia/strategia-transformacji-cieplownictwa-do-2040-r>, dostęp: 27.06.2026.

Szczególne znaczenie mają zapowiadane przez Komisję i EBI działania służące ograniczeniu ryzyk finansowych związanych z SMR oraz rozwój instrumentów wspierających innowacyjne technologie i europejski łańcuch dostaw. Z perspektywy polskiego ciepłownictwa istotne byłoby objęcie takim wsparciem nie tylko samej budowy pierwszych jednostek, lecz także wcześniejszych etapów przygotowania projektów, w szczególności analiz lokalizacyjnych, studiów wykonalności i prac FEED dla systemów ciepłowniczych, gdzie przedsiębiorstwa ciepłownicze rozważają zastosowanie SMR-ów. Bez finansowania tych etapów trudno będzie przejść od ogólnego wskazania potencjału SMR-ów w dokumentach strategicznych do decyzji inwestycyjnych dotyczących konkretnych sieci ciepłowniczych. Drugim istotnym elementem jest rozwój europejskiego łańcucha dostaw dla SMR-ów. Dla Polski nie powinno to oznaczać wyłącznie możliwości zakupu gotowej technologii, lecz także szansę na budowę krajowych kompetencji technicznych oraz kadrowych w wybranych częściach łańcucha wartości energetyki jądrowej. Takie podejście byłoby szczególnie istotne w regionach węglowych, w których transformacja energetyczna powinna być powiązana ze wspieraniem rozwoju gospodarczego.

Obecnie opracowywane przez rząd strategie (Strategia dla ciepłownictwa do 2040 r, Długoterminowa Strategia Transformacji Klimatyczno-Energetycznej Polski do 2050 r., Polityka Energetyczna Polski do 2050 r), **powinny precyzyjniej określić rolę SMR-ów w dekarbonizacji ciepłownictwa systemowego. Krajowe strategie powinny również przewidywać przeznaczony mechanizm do finansowania prac przedinwestycyjnych, w szczególności, wspomnianych już prac FEED.** Skoro PPEJ oraz projekt strategii ciepłownictwa wskazują potencjał technologii jądrowych w systemach ciepłowniczych, wsparcie powinno obejmować analizy wykonalności prowadzone przez zainteresowane przedsiębiorstwa ciepłownicze i samorządy gminne. Analizy te powinny rozstrzygać, czy w danym systemie bardziej uzasadnione są SMR-y pracujące w kogeneracji, jednostki wytwarzające wyłącznie ciepło, czy inne technologie dekarbonizacji. Ich celem nie powinno być potwierdzenie z góry przyjętej technologii, lecz porównanie możliwych wariantów z perspektywy kosztów, bezpieczeństwa dostaw, parametrów sieci, dostępności lokalizacji, strat przesyłowych i wpływu na odbiorców końcowych. Dopiero na tej podstawie możliwe byłoby ustalenie, w których aglomeracjach jakie technologie jądrowe mogą rzeczywiście wspierać dekarbonizację ciepłownictwa systemowego, a w których ich zastosowanie byłoby mniej uzasadnione ekonomicznie lub technicznie.

# Wyzwania wykorzystania energii jądrowej w polskim ciepłownictwie systemowym

## Uwarunkowania techniczne systemu ciepłowniczego

Jednym z istotnych wyzwań dla zastosowania ciepła jądrowego w ciepłownictwie systemowym jest profil pracy sieci ciepłowniczych, który znacząco odbiega od optymalnego trybu pracy elektrowni jądrowych. Zapotrzebowanie na ciepło wykazuje wprawdzie pewną powtarzalność, jednak podlega istotnym wahaniom sezonowym. Ma to szczególne znaczenie w przypadku technologii kapitałochłonnych, których efektywność ekonomiczna opiera się na możliwie wysokim i stabilnym poziomie wykorzystania mocy. Sezonowy charakter popytu sprawia, że elektrownia jądrowa pracująca wyłącznie na potrzeby ciepłownictwa mogłaby przez część roku nie znajdować wystarczającego odbioru dla wytwarzanego ciepła<sup>92</sup>. Ograniczałoby to współczynnik wykorzystania jednostki i pogarszało opłacalność inwestycji. Kolejnym warunkiem ograniczającym możliwość zastosowania ciepła jądrowego w ciepłownictwie systemowym jest układ infrastruktury oraz skala potencjalnego rynku. Wykorzystanie ciepła jądrowego jest najbardziej uzasadnione tam, gdzie duże źródło może zostać połączone z dużym systemem ciepłowniczym przy jak największej liczbie odbiorców i zagęszczeniu infrastruktury przesyłowej. Nie każdy system ciepłowniczy w Polsce charakteryzuje się zapotrzebowaniem wystarczająco dużym i utrzymującym się przez odpowiednio długi

czas w roku, aby uzasadnić wykorzystanie elektrowni jądrowej. Poszczególne systemy ciepłownicze znacząco różnią się pod względem parametrów technicznych, w szczególności zainstalowanej mocy cieplnej i długości sieci. Ze względu na lokalny charakter ciepłownictwa systemowego i ograniczone możliwości przesyłania ciepła na większe odległości struktura mocy wytwórczych jest zróżnicowana i obejmuje zarówno mniejsze, jak i duże jednostki. Istotnym wyzwaniem pozostaje silna sezonowość zapotrzebowania na ciepło, które latem spada do niewielkiej części poziomu notowanego w okresie zimowym. Duże systemy ciepłownicze znajdują się więc jedynie w aglomeracjach o wystarczająco dużym stopniu skupienia odbiorców oraz zagęszczeniu zabudowy sieci.

## Mechanizmy finansowania

Najważniejszymi barierami finansowymi dla pierwszych projektów SMR w polskim ciepłownictwie systemowym są wysoki koszt kapitału oraz ryzyko pierwszego wdrożenia. Wdrażanie SMR-ów na świecie wciąż znajduje się na wczesnym etapie, co sprawia, że pierwsze projekty komercyjne będą obciążone wyższym ryzykiem kosztowym niż kolejne realizacje. Dotyczy to zwłaszcza projektów FOAK, czyli pierwszych jednostek danego typu, w przypadku których trudniej wiarygodnie oszacować nakłady inwestycyjne, harmonogram budowy oraz koszty finansowania<sup>93</sup>. Brak potwierdzonych danych

<sup>92</sup> Hallermeyer et al. (2026), *Nuclear cogeneration in district heating systems: Optimal pathways to decarbonization*

<sup>93</sup> B. Gao, K. Kuznetsova, Z. Ma, K. Miller, *Nuclear Small Modular Reactors (SMRs): Key Considerations for Deployment*, International Energy Forum, May 2024, dostęp: 5.06.2026.

z komercyjnych wdrożeń zwiększa ryzyko przekroczenia budżetu i opóźnienia realizacji projektu, a tym samym podnosi koszt kapitału. Ryzyko to jest szczególnie istotne dla przedsiębiorstw ciepłowniczych i samorządów, których zdolność do zapewnienia finansowania może być ograniczona przez niską rentowność sektora oraz wcześniej podjęte inwestycje modernizacyjne i dekarbonizacyjne.

SMR-y oraz modernizacja sieci ciepłowniczych mogą wymagać wysokich nakładów początkowych, które mogą być trudne do zaakceptowania dla przedsiębiorstw ciepłowniczych, mających już obecnie problem z rentownością<sup>94</sup>. **Ze względu na skalę ryzyka pierwszego wdrożenia gmina ani przedsiębiorstwo ciepłownicze nie powinny co do zasady samodzielnie ponosić pełnego ryzyka finansowania i realizacji projektu SMR.**

Udział gminy albo przedsiębiorstwa ciepłowniczego powinien obejmować przede wszystkim planowanie lokalne, przygotowanie infrastruktury sieciowej oraz zapewnienie odbioru ciepła. Wsparcie publiczne powinno obniżać ryzyko pierwszych projektów oraz wspierać rozwój infrastruktury po stronie systemu ciepłowniczego. W polskich warunkach szczególne znaczenie ma mechanizm finansowania, który łączyłby środki publiczne, kapitał komunalny i finansowanie prywatne. Taki mechanizm powinien jasno określać przypisanie poszczególnych rodzajów ryzyka dostawcy technologii, przedsiębiorstwu ciepłowniczemu i gminie<sup>95</sup>. Wyzwaniem pozostaje zatem wybór modelu wdrożenia pierwszych projektów SMR w ciepłownictwie systemowym.

W praktyce można rozważać wariant w którym projekt SMR realizowany jest przez duże przedsiębiorstwo energetyczne dysponujące aktywami w wielu miastach, lub projekt przygotowywany przez przedsiębiorstwo ciepłownicze lub spółkę komunalną we współpracy z inwestorem technologicznym albo finansowym. Innym modelem umożliwiającym wdrożenie SMR-ów w ciepłownictwie są długoterminowe umowy zakupu ciepła (Heat Purchase Agreement, HPA). W przypadku SMR-ów mogłyby one zapewnić długoterminowy odbiór ciepła przez przedsiębiorstwo ciepłownicze albo grupę

odbiorców przyłączonych do tej samej sieci. Warunkiem ich zastosowania jest wcześniejsze określenie lokalnego zapotrzebowania na ciepło, wymaganych parametrów temperaturowych, możliwości przyłączenia źródła do sieci oraz profilu odbioru w całym okresie eksploatacji jednostki wytwórczej. Długoterminowa umowa zakupu ciepła może ograniczyć jedno z głównych ryzyk zastosowania technologii jądrowej w systemie ciepłowniczym, czyli niepewność co do przyszłej ilości odbieranego ciepła i przychodów projektu. Ustalony na odpowiednio długi okres mechanizm cenowy zwiększa przewidywalność przepływów finansowych, ułatwia pozyskanie finansowania i pozwala podzielić ryzyka między strony w związku z nakładami na infrastrukturę.

W polskich warunkach możliwość wykorzystania HPA będzie jednak zależała od zmian w systemie taryfowania. Taryfowanie polega na ustaleniu szczegółowych zasad dotyczących kalkulacji cen i stawek opłat na podstawie uzasadnionych kosztów dostarczania energii. Projekty taryf przygotowywane przez przedsiębiorstwa ciepłownicze podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE który ma kompetencję do ingerowania w przedstawione projekty taryf. Ścisła regulacja cen ciepła powoduje, że polityka cenowa przedsiębiorstw ciepłowniczych jest ostatecznie kształtowana przez Prezesa URE poprzez kompetencje do zatwierdzania i odmowy zatwierdzenia taryfy oraz uprawnienia sankcjonujące naruszenie obowiązków przedsiębiorstw ciepłowniczych w tym zakresie<sup>96</sup>.

Funkcjonujący obecnie mechanizm kształtowania taryf pozwala pokryć głównie bieżące koszty operacyjne, nie zapewniając przedsiębiorstwom ciepłowniczym możliwości wygenerowania wystarczających zysków potrzebnych do realizacji kolejnych inwestycji rozwojowych<sup>97</sup>. Obecny model taryfowy prowadzi do sytuacji, w której każde działanie prowadzące do obniżenia bazy kosztowej, będącej podstawą do wyliczenia ceny ciepła na kolejny okres taryfowy, przynosi skutek w postaci obniżki jednostkowej ceny ciepła i w konsekwencji przychodów przedsiębiorstwa<sup>98</sup>. Coroczna aktualizacja taryf, brak pewności co do

<sup>94</sup> Electric Power Research Institute. (2022). Current and past use of district energy using nuclear power: A review of nuclear district energy facilities. Technical Brief – Nuclear Beyond Electricity. <https://restservice.epri.com/publicdownload/000000003002023462/0/Product> dostęp: 6.06.2026 r.

<sup>95</sup> Clean Air Task Force. (2025). Roadmap for small modular reactors in Poland. <https://www.catf.us/resource/roadmap-for-small-modular-reactors-in-poland/> dostęp: 18.06.2026 r.

<sup>96</sup> Elżanowski, F. (2022). Ścisła regulacja cen na rynku ciepła — przyczyny i konsekwencje. *Przegląd Ustawodawstwa Gospodarczego*, (8), 2–10. <https://doi.org/10.33226/0137-5490.2022.8.1>

<sup>97</sup> Rubczyński, A. (2026). *Nowe taryfy na nowe czasy. Zmiana zasad taryfowania ciepła systemowego jako warunek transformacji sektora i konkurencyjności cenowej*. Forum Energii. <https://www.forum-energii.eu/nowe-taryfy-na-nowe-czasy>

<sup>98</sup> Rubczyński, A. (2021). *Rozporządzenie taryfowe dla ciepłownictwa – garnitur szyty nie na tę miarę*. Forum Energii. <https://www.forum-energii.eu/rozporzadzenie-taryfowe-dla-cieplownictwa-garnitur-szyty-nie-na-te-miare>

sposobu uwzględniania wieloletnich zobowiązań w kosztach uzasadnionych ograniczając opłacalność HPA w kontekście SMR-ów. Z tego względu zastosowanie HPA w projektach SMR, może wymagać szczególnych mechanizmów ograniczania ryzyka, umożliwiających zawieranie długoterminowych umów odbioru oraz zapewniających przewidywalne zasady uwzględniania ich kosztów w taryfach. Wybór między tymi wariantami powinien zależeć od skali zapotrzebowania, zdolności do ponoszenia ryzyk oraz tego, czy lokalne przedsiębiorstwo ciepłownicze chce samodzielnie rozwijać kompetencje jądrowe, czy raczej kupować stabilne ciepło od wyspecjalizowanego podmiotu.

Zastosowanie SMR-ów w systemie ciepłowniczym wymaga prowadzenia planowania energetycznego na poziomie lokalnym na podstawie wiarygodnych danych. To gminy oraz komunalne przedsiębiorstwa ciepłownicze podejmują lub współkształtują decyzje dotyczące rozwoju lokalnych systemów ciepłowniczych, wyboru nowych źródeł, modernizacji sieci oraz kolejności realizacji inwestycji. Ich zdolność do porównania dostępnych technologii pozostaje jednak ograniczona ze względu na niedostateczne wsparcie techniczne, organizacyjne i finansowe przeznaczone na przygotowanie strategicznych oraz przestrzennych dokumentów planistycznych. Na tym etapie również istotne jest zapewnienie finansowania prac przedinwestycyjnych, w tym prac FEED (front-end engineering design), które pozwalają ocenić, czy dany projekt jest technicznie i ekonomicznie wykonalny oraz dostarczają informacji potrzebnych do podjęcia ostatecznej decyzji inwestycyjnej (final investment decision, FID). Publiczne wsparcie dla takich analiz mogłoby ograniczyć ryzyko na wczesnym etapie rozwoju projektów SMR, zanim inwestorzy poniosą najwyższe nakłady kapitałowe, oraz stworzyć wspólną bazę wiedzy dla kolejnych projektów ciepłownictwa jądrowego w Polsce. Publiczne wsparcie przygotowania tego rodzaju analiz nie byłoby rozwiązaniem bez precedensu.

Przykładowo instrument ELENA (European Local Energy Assistance) może pokrywać do 90% kosztów przygotowania kwalifikujących się inwestycji, w tym kosztów analiz technicznych i finansowych dotyczących systemów ciepłowniczych<sup>99</sup>. Bardziej bezpośrednim przykładem wsparcia rozwoju technologii SMR jest finansowanie do 40 mln EUR przyznane w 2026 r. przez Europejski Bank Inwestycyjny fińskiej spółce Steady Energy. Finansowanie, wspierane przez program InvestEU, ma zostać przeznaczone zarówno na prace badawczo-rozwojowe, jak i na działania związane z licencjonowaniem reaktora przeznaczonego wyłącznie do wytwarzania ciepła. Jest to pierwszy przykład wsparcia EBI udzielonego technologii SMR<sup>100</sup>.

Równolegle konieczne byłoby wykorzystanie odpowiednich instrumentów finansowania oraz mechanizmów łączących środki publiczne i prywatne. Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2022/1214 objęło taksonomią UE określone rodzaje działalności związanej z energią jądrową, w tym budowę i bezpieczną eksploatację nowych elektrowni jądrowych przeznaczonych do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła, także na potrzeby ciepłownictwa systemowego<sup>101</sup>. Po spełnieniu szczegółowych technicznych kryteriów kwalifikacji oraz wymogów zasady „nie czyni poważnych szkód” (DNSH) działalność taka może zostać zakwalifikowana jako zrównoważona środowiskowo dla celów taksonomii UE. W wyroku z 10 września 2025 r. w sprawie T-625/22 Sąd Unii Europejskiej oddalił skargę Austrii na rozporządzenie 2022/1214, uznając za zgodne z prawem stanowisko Komisji dotyczące możliwości objęcia określonych działalności jądrowych taksonomią UE<sup>102</sup>. Kwalifikacja działalności na gruncie taksonomii nie przesądza jednak o dopuszczalności publicznego finansowania konkretnego projektu, która wymaga odrębnej oceny m.in. na gruncie zasad pomocy państwa oraz warunków właściwego instrumentu finansowego.

<sup>99</sup> Europejski Bank Inwestycyjny. (b.d.). ELENA – *European Local Energy Assistance*. <https://www.eib.org/en/products/advisory-services/elena/index>. ELENA stanowi tu przykład konstrukcji instrumentu wspierającego etap przygotowania inwestycji; nie oznacza to, że projekty jądrowe są obecnie kwalifikowalne do wsparcia z tego instrumentu.

<sup>100</sup> European Investment Bank. (2026). *EIB backs Finnish nuclear-technology company Steady Energy with €40 million financing*. <https://www.eib.org/en/press/all/2026-294-eib-backs-finnish-nuclear-technology-company-steady-energy-with-eur40-million-financing>, dostęp: 16.09.2026 r.

<sup>101</sup> Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2022/1214 z dnia 9 marca 2022 r. zmieniające rozporządzenie delegowane (UE) 2021/2139 w odniesieniu do działalności gospodarczej w niektórych sektorach energetycznych oraz rozporządzenie delegowane (UE) 2021/2178 w odniesieniu do publicznego ujawniania szczególnych informacji w odniesieniu do tych rodzajów działalności gospodarczej (Dz.U. UE L z 2022 r. Nr 188, s.1).

<sup>102</sup> Wyrok SPI z 10.09.2025 r., T-625/22, REPUBLIKA AUSTRII PRZECIWKO KOMISJI EUROPEJSKIEJ., LEX nr 3908969. Od wyroku wniesiono odwołanie, rozpoznawane obecnie przez Trybunał Sprawiedliwości w sprawie C-739/25 P.

## Kryteria efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego lub chłodniczego

Jedynie 22,6% systemów ciepłowniczych w Polsce miało w 2023 roku status efektywnych energetycznie<sup>103</sup>. Zgodnie z analizą Polskiego Towarzystwa Energetyki Ciepłej z 2024 roku, spełnienie kryteriów efektywnego systemu ciepłowniczego, opartego na kryterium udziału OZE, zależy od konkretnych warunków technicznych i lokalnych<sup>104</sup>. W tym sensie obecne brzmienie 7b ust. 4 u.pe, kieruje transformację ciepłownictwa jedynie w stronę technologii, które choć spełniają kryteria ustawowe, to nie zawsze będą najlepszym rozwiązaniem dla konkretnego systemu ciepłowniczego. Takie podejście zawęża pole decyzji inwestycyjnych oraz jest sprzeczne z zasadą opcjonalności technologicznej. Dla opłacalnej kosztowo dekarbonizacji danego systemu ciepłowniczego istotne jest przede wszystkim zapewnienie stabilnych, niskoemisyjnych i skalowalnych dostaw ciepła przy akceptowalnym koszcie dla odbiorców, a nie rodzaj jednostki wytwórczej.

Art. 26 ust. 2 dyrektywy 2023/1791 pozwala państwu członkowskiemu stosować zamiast kryteriów udziałowych maksymalny poziom emisji gazów cieplarnianych na jednostkę ciepła lub chłodu dostarczoną odbiorcom. Próg wynosi 150 g CO<sub>2</sub>e/kWh w latach 2026–2034, 100 g CO<sub>2</sub>e/kWh w latach 2035–2044, 50 g CO<sub>2</sub>e/kWh w latach 2045–2049 oraz 0 g CO<sub>2</sub>e/kWh od 2050 r. Emisyjność oblicza się dla całego systemu, z uwzględnieniem wszystkich źródeł oraz strat sieciowych. Włączenie źródła jądrowego nie przesądza zatem samo w sobie o spełnieniu progu. Zastosowanie kryterium emisyjności systemu, jako alternatywnej podstawy uznania systemu ciepłowniczego lub chłodniczego za efektywny energetycznie, pozwalałoby uwzględnić ciepło z elektrowni jądrowej w tej kwalifikacji<sup>105</sup>. W takim podejściu decydujące znaczenie

miałoby bowiem obniżenie poziomu emisji gazów cieplarnianych na jednostkę ciepła dostarczonego odbiorcom, a nie samo przypisanie źródła ciepła do określonej kategorii technologicznej.

Projekt ustawy o zmianie ustawy Prawo Energetyczne (UC 121) przewiduje możliwość zastosowania kryterium emisyjnego dopiero od 2035 r<sup>106</sup>. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła lub chłodu, które zamierza stosować to kryterium, ma składać wnioski do ministra właściwego do spraw energii nie później niż 12 miesięcy przed rozpoczęciem danego okresu, a wybrane kryterium ma być stosowane przez cały ten okres. Do końca 2034 r. projekt przewiduje zatem wyłącznie kryteria oparte na udziale poszczególnych rodzajów energii i ciepła. Projekt przewiduje również, że plan rozwoju przedsiębiorstwa zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła, w przypadku którego moc zamówiona przez odbiorców przekracza 5 MW, powinien zawierać część dotyczącą transformacji systemu, jeżeli system ten nie spełnia właściwych kryteriów efektywnego systemu ciepłowniczego lub chłodniczego.

Za umożliwieniem przedsiębiorstwom ciepłowniczym skorzystania z alternatywnej ścieżki uznania systemu ciepłowniczego za efektywny energetycznie przemawia również praktyka innych państw członkowskich. W Czechach § 26e ust. 1 ustawy nr 165/2012 Sb. uznaje za efektywny system zaopatrzenia w energię ciepłą system osiągający wymagany udział ciepła z OZE, ciepła odpadowego, wysokosprawnej kogeneracji lub ich kombinacji<sup>107</sup>. § 26e ust. 2 pozwala też spełnić kryteria również przez nieprzekroczenie progów emisji gazów cieplarnianych na jednostkę ciepła dostarczonego odbiorcom, odpowiadających progom określonym w art. 26 ust. 2 dyrektywy 2023/1791. Możliwość zastosowania alternatywnego kryterium emisyjnego przewiduje także § 27 fińskiej ustawy o efektywności

<sup>103</sup> Magazyn Ciepła Systemowego. (2026, February 4). *Efektywny energetycznie system ciepłowniczy – status, który decyduje o przyszłości branży*. <https://magazyncieplasytemowego.pl/cieplownictwo/efektywny-energetycznie-system-cieplowniczny-status-ktory-decyduje-o-przyszlosci-branzy/> dostęp: 6.06.2026 r.

<sup>104</sup> Polskie Towarzystwo Energetyki Ciepłej. (2024). *Wpływ regulacji UE na transformację sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce. Ocena skutków i rekomendacje w zakresie regulacji krajowych*. [https://ptec.org.pl/wp-content/uploads/2024/10/RAPORT\\_PTEC-Wplyw-regulacji-UE-na-transformacje-sektora-cieplownictwa-systemowego-w-Polsce-ocena-skutkow-i-rekomendacje-w-zakresie-regulacji-krajowych.pdf](https://ptec.org.pl/wp-content/uploads/2024/10/RAPORT_PTEC-Wplyw-regulacji-UE-na-transformacje-sektora-cieplownictwa-systemowego-w-Polsce-ocena-skutkow-i-rekomendacje-w-zakresie-regulacji-krajowych.pdf) dostęp: 4.06.2026 r.

<sup>105</sup> Huhtinen, S., & Lindroos, T. J. (2025, 1 października). *Overview of potential applications for nuclear energy*. SANE Euratom. Internal report. <https://cloud-1de12d.becdn.net/media/original/4f2294ab435414d13adca9b2de147b78.pdf> dostęp: 6.06.2026 r.

<sup>106</sup> Ministerstwo Energii. (2026). *Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (UC121)*. Rządowy Proces Legislacyjny. <https://legislacja.gov.pl/projekt/12410401>

<sup>107</sup> Zákon č. 165/2012 Sb., ze dne 31. ledna 2012, o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů, § 26e ust. 1–2, tekst według stanu prawnego na 1 lipca 2026 r., e Sbírka, <https://e-sbirka.gov.cz/sb/2012/165/2026-07-01>, dostęp: 20.08.2026 r.

energetycznej nr 1429/2014<sup>108</sup>. W uzasadnieniu projektu jej nowelizacji wskazano wprost, że kryteria oparte wyłącznie na udziale OZE prowadziłyby do pominięcia części niskoemisyjnych technologii, w tym technologii jądrowych w dekarbonizacji ciepłownictwa<sup>109</sup>.

W dalszych pracach legislacyjnych nad projektem UC 121, polski ustawodawca powinien utrzymać kryterium emisyjności jako alternatywną ścieżkę spełnienia kryteriów efektywnego systemu ciepłowniczego lub chłodniczego. Procedura korzystania z tej ścieżki powinna być przejrzysta i możliwie prosta dla przedsiębiorstw ciepłowniczych.

## Przegląd ram prawnych

Polskie prawo dopuszcza wykorzystanie elektrowni jądrowych do wytwarzania ciepła. Zgodnie z art. 3 pkt 6f ustawy prawo atomowe elektrownia jądrowa to obiekt służący do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła z paliwa jądrowego do celów innych niż badawcze. Definicja ta wskazuje, że państwo polskie nie preferuje żadnych konkretnych technologii reaktorów, chociaż należy odnotować, że przepisy na poziomie wykonawczym były przygotowywane z widoczną myślą o zastosowaniu reaktora lekkowodnego<sup>110</sup>. SMR-y nie stanowią w polskim prawie odrębnej ustawowej kategorii obiektu jądrowego i podlegają ogólnym ramom procesu licencyjnego (choć stosuje się zasadę podejścia stopniowanego)<sup>111</sup>.

Rozwój projektów SMR, w tym przeznaczonych do wytwarzania ciepła, uzasadnia przegląd obowiązujących ram prawnych w celu oceny, czy wynikające z nich

obowiązki są adekwatne i proporcjonalne do profilu bezpieczeństwa poszczególnych projektów. Przegląd powinien zachować neutralność technologiczną: zakres wymagań może być różnicowany wyłącznie na podstawie obiektywnych cech istotnych dla bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej. Nie może on prowadzić do obniżenia standardów bezpieczeństwa. W ramach takiego przeglądu warto rozważyć w szczególności usprawnienie możliwości prowadzenia określonych prac przygotowawczych przed uzyskaniem pozwolenia na budowę, oraz możliwość wykorzystania wyników wcześniejszych ocen przy kolejnych projektach tego samego typu<sup>112</sup>.

## Zapewnienie akceptacji społecznej

Utrzymanie wysokiego poziomu akceptacji społecznej dla wykorzystania energii jądrowej w ciepłownictwie również będzie mieć znaczenie zarówno dla realizacji konkretnych projektów, jak i ostatecznego kształtu środowiska regulacyjnego i finansowego dla tego typu przedsięwzięć. Według badań z 2025 roku, 91,9% obywateli popiera budowę elektrowni jądrowych w Polsce; 69,2% badanych zgodziłoby się, aby taka elektrownia powstała w okolicy ich miejsca zamieszkania<sup>113</sup>. Jednocześnie, aż 34% badanych w 7. edycji badania Ekobarometr wyraża obawy dotyczące wpływu elektrowni jądrowej na zdrowie mieszkańców w najbliższym otoczeniu<sup>114</sup>. Przekonanie społeczności lokalnej do budowy elektrowni jądrowej przeznaczonej do zasilania systemu ciepłowniczego stanowi warunek politycznej legitymizacji projektu.

<sup>108</sup> Energiategohokkuuslaki 1429/2014, § 27, w brzmieniu nadanym ustawą 1382/2025 (Laki energiategohokkuuslain muuttamisesta), Finlex, <https://www.finlex.fi/fi/lainsaadanto/2014/1429>; tekst ustawy nowelizującej: <https://www.finlex.fi/fi/lainsaadanto/saadaskokoelma/2025/1382>, dostęp: 20.08.2026 r.

<sup>109</sup> HE 85/2025 vp. (2025). *Hallituksen esitys eduskunnalle laeiksi energiategohokkuuslain ja siihen liittyvien lakien muuttamisesta* (pkt 3.6 „Lämmityksen ja jäähdytyksen energiategohokkuus”, s. 28). <https://www.finlex.fi/api/media/government-proposal/724371/mainPdf/main.pdf> dostęp: 6.06.2026 r.

<sup>110</sup> Nowacki, T. R. (2021). Prawne aspekty rozwoju wysokotemperaturowych reaktorów jądrowych w Polsce – głos w dyskusji. *Przegląd Prawa i Administracji*, 125. [https://repozytorium.uni.wroc.pl/Content/136161/PDF/09\\_T\\_R\\_Nowacki\\_Prawne\\_aspekty\\_rozwoju\\_wysokotemperaturowych\\_reaktorow\\_jadrowych\\_w\\_Polsce.pdf](https://repozytorium.uni.wroc.pl/Content/136161/PDF/09_T_R_Nowacki_Prawne_aspekty_rozwoju_wysokotemperaturowych_reaktorow_jadrowych_w_Polsce.pdf)

<sup>111</sup> Juszczak, A., Krawiec, K., & Żelisko, W. (2026). *Jak rozwijać energetykę jądrową w Polsce? Rekomendacje w zakresie regulacji prawnych i mechanizmów wsparcia branżowego* (Policy Paper 1/2026). Polski Instytut Ekonomiczny. <https://pie.net.pl/wp-content/uploads/2026/04/PP-1-2026-Jak-rozwijac-energetyke-jadrowa-w-Polsce.pdf>

<sup>112</sup> Juszczak, A., Krawiec, K., & Żelisko, W. (2026). *Jak rozwijać energetykę jądrową w Polsce? Rekomendacje w zakresie regulacji prawnych i mechanizmów wsparcia branżowego* (Policy Paper, nr 1). Polski Instytut Ekonomiczny, Warszawa

<sup>113</sup> Ministerstwo Energii. (2026). *Energetyka jądrowa z niezwykle silnym mandatem społecznym. Ponad 90 proc. Polek i Polaków stawia na atom*. GOV.pl. <https://www.gov.pl/web/energia/energetykajadrowa-z-niezwykle-silnym-mandatem-spoecznym-ponad-90-proc-polek-i-polakow-stawia-na-atom> dostęp: 18.06.2026 r. Ogólnopolskie badanie na zlecenie Ministerstwa Energii zostało zrealizowane przez ASM Research Solutions Strategy sp. z o.o. w dniach 24 listopada – 8 grudnia 2025 r. metodą CATI, tj. techniką wywiadów telefonicznych, na grupie 2000 osób w wieku 15–75 lat.

<sup>114</sup> Badanie EKOBAROMETR – VII EDYCJA przeprowadzono w dniach 5–14 maja 2025 r. techniką CAWI przez instytut badawczy SW Research na reprezentatywnej próbie 1502 Polaków w wieku 16–80 lat.

Poziom akceptacji konkretnej lokalizacji przez społeczność lokalną może różnić się od poziomu akceptacji w kraju dla tej technologii; jest to ryzyko typowe dla dużych projektów infrastrukturalnych, a nie wyłącznie dla inwestycji jądrowych<sup>115</sup>. Może ono przybrać postać postaw NIMBY („not in my backyard” – nie na moim podwórku) albo WIMBY („why in my backyard?” – dlaczego na moim podwórku?), ponieważ optymalny przesył ciepła wymaga ulokowania Źródła relatywnie blisko odbiorców. Dialog z mieszkańcami powinien obejmować także zasady podziału lokalnych korzyści wynikających z realizacji projektu. Jednym z narzędzi powinien być finansowany przez inwestora fundusz lokalny, służący zapewnieniu społeczności wymiernych korzyści z projektu poprzez wspieranie przedsięwzięć uzgodnionych z mieszkańcami i odpowiadających na lokalne potrzeby. Cele funduszu oraz krąg jego beneficjentów powinny wynikać z rodzaju i zasięgu oddziaływań projektu SMR-a, a nie wyłącznie z granic administracyjnych gminy, na terenie której jest on realizowany.

Podobne podejście przyjęto w Helsinkach. Helen Ltd, przedsiębiorstwo energetyczne należące do miasta Helsinki i odpowiedzialne m.in. za wytwarzanie i sprzedaż ciepła systemowego, rozwija program wykorzystania małych reaktorów jądrowych w miejskim systemie ciepłowniczym. W 2026 r. zorganizowano otwarte spotkania z mieszkańcami poszczególnych obszarów, podczas których omawiano m.in. bezpieczeństwo, warianty lokalizacyjne, oddziaływanie na środowisko, gospodarkę odpadami oraz ekonomiczne i społeczne skutki projektu<sup>116</sup>. Przykład Helsinek wskazuje, że zaangażowanie społeczności lokalnej powinno rozpocząć się na etapie, na którym możliwe jest jeszcze uwzględnienie zgłaszanych uwag w wyborze lokalizacji i kształcie inwestycji.

Powyżej przytoczone fińskie doświadczenia pokazują również znaczenie rozpoczęcia dialogu z lokalną społecznością w zakresie wykorzystania energii jądrowej do dekarbonizacji ciepłownictwa. W celu długoterminowego utrzymania wysokiego poparcia społecznego dla elektrowni jądrowych w Polsce, konieczne jest zapewnienie dostępu do informacji oraz możliwości udziału w procesie decyzyjnym. Oznacza to potrzebę rozpoznania interesów i percepcji lokalnej społeczności, przygotowania informacji w sposób zrozumiały dla mieszkańców oraz zapewnienia stałych kanałów komunikacji między inwestorem, administracją publiczną i społecznością lokalną. Zasadne byłoby również wykorzystanie panelu obywatelskiego jako uzupełniającej formy deliberacji publicznej<sup>117</sup>. Panel umożliwi przedstawienie rekomendacji na etapie, na którym wybór lokalizacji i kształt projektu pozostają otwarte; dialog rozpoczęty dopiero po przesądzeniu tych kwestii nie zapewnia mieszkańcom rzeczywistego wpływu na projekt.

---

<sup>115</sup> A. Tyński, B. Kupiec, *Udział społeczeństwa w inwestycjach w elektrownie jądrowe w świetle sprawiedliwości energetycznej*, „internetowy Kwartalnik Antymonopolowy i Regulacyjny” 2026, nr 1(15)

<sup>116</sup> Helen Ltd. (n.d.). *Site alternatives and stakeholder cooperation*. Retrieved July 15, 2026, from <https://www.helen.fi/en/about-us/ydinvoima/site-alternatives-and-stakeholder-cooperation>

<sup>117</sup> A. Tyński, B. Kupiec, *Udział społeczeństwa w inwestycjach w elektrownie jądrowe w świetle sprawiedliwości energetycznej*, „internetowy Kwartalnik Antymonopolowy i Regulacyjny” 2026, nr 1(15)

## CZĘŚĆ 4

# Wnioski

Energia jądrowa może stanowić stabilne źródło niskoemisyjnego ciepła i wspierać dekarbonizację wybranych systemów ciepłowniczych. Może uzupełniać technologie zależne od warunków pogodowych tam, gdzie potrzebne jest ciągłe i przewidywalne źródło ciepła. Nie należy jej zatem postrzegać jako konkurencji dla OZE, lecz jako jedną z dostępnych technologii dekarbonizacyjnych. Jej zastosowanie może być szczególnie uzasadnione w systemach o wysokim i długoterminowym zapotrzebowaniu na ciepło, w których elektryfikacja oparta na OZE lub inne źródła niskoemisyjne napotykają ograniczenia. Szczególne znaczenie mają odległość między źródłem jądrowym a odbiorcami ciepła, istniejący miks technologii wytwórczych oraz skala i charakterystyka sieci ciepłowniczej. Czynniki te mogą mieć większy wpływ na optymalny sposób wykorzystania energii jądrowej niż założenia dotyczące przyszłych cen paliw czy poziomu ograniczeń emisji gazów cieplarnianych<sup>118</sup>. Przemawia to za oceną potencjału wykorzystania energii jądrowej w ciepłownictwie przede wszystkim na poziomie poszczególnych systemów ciepłowniczych i lokalizacji. Identyfikacja potencjalnych obszarów zastosowania może być prowadzona na poziomie krajowym, jednak wybór konkretnych lokalizacji nie powinien następować przed przeprowadzeniem analiz uwzględniających charakterystykę danego systemu. Z tego względu właściwą rolą państwa jest przede wszystkim tworzenie warunków do prowadzenia pogłębionych analiz techniczno-ekonomicznych i lokalizacyjnych przez przedsiębiorstwa ciepłownicze, samorządy gminne i potencjalnych inwestorów oraz współfinansowanie takich analiz tam, gdzie istnieją przekonujące przesłanki do dalszego rozwoju projektu.

Obecne dokumenty strategiczne na poziomie unijnym i krajowym coraz wyraźniej uwzględniają możliwość wykorzystania energii jądrowej w ciepłownictwie systemowym. Strategia Komisji Europejskiej dotycząca

rozwoju i wdrażania SMR wskazuje ciepłownictwo jako jedno z potencjalnych zastosowań tych technologii, natomiast PPEJ i projekt Strategii transformacji ciepłownictwa do 2040 r. uwzględniają możliwość wykorzystania energii jądrowej do produkcji ciepła. Dokumenty te nie tworzą jednak jeszcze spójnych i kompleksowych ram dla oceny, przygotowania i wdrażania technologii jądrowych w ciepłownictwie systemowym. Wyzwaniem regulacyjnym pozostaje też kwalifikacja systemów wykorzystujących technologie jądrowe jako efektywne energetycznie systemy ciepłownicze.

Obok kosztów samej technologii istotną barierę stanowią wysoki koszt kapitału, ryzyko pierwszego wdrożenia oraz koszty ponoszone jeszcze przed podjęciem ostatecznej decyzji inwestycyjnej. Dotyczy to w szczególności prac na etapie przed inwestycyjnym. Dla pierwszych projektów nie został dotychczas wypracowany w Polsce dedykowany model finansowania, który określałby sposób podziału tych ryzyk między inwestora, przedsiębiorstwo ciepłownicze, samorząd i sektor publiczny. Uzasadnia to współfinansowanie prac przygotowawczych oraz stworzenie instrumentów ograniczających ryzyko pierwszego wdrożenia i koszt kapitału. Zastosowanie energii jądrowej w ciepłownictwie będzie zależało również od sposobu włączenia samorządów i społeczności lokalnych w przygotowanie inwestycji. Ze względu na lokalny charakter systemów ciepłowniczych i możliwość sytuowania części projektów SMR relatywnie blisko odbiorców dialog powinien rozpoczynać się na etapie, na którym wybór lokalizacji i podstawowe parametry projektu pozostają jeszcze otwarte. Równolegle gminy i komunalne przedsiębiorstwa ciepłownicze powinny dysponować narzędziami pozwalającymi porównać wykorzystanie energii jądrowej z innymi dostępnymi ścieżkami dekarbonizacji danego systemu, zamiast oceniać ją w oderwaniu od alternatyw, które mogą okazać się bardziej opłacalne.

<sup>118</sup> Hallermeyer, C., Bono, C., Da Costa, P., Lantz, F., & Nekrasov, A. (2026). Nuclear cogeneration in district heating systems: Optimal pathways to decarbonization. *Journal of Cleaner Production*, 574, 148905. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2026.148905>

# Rekomendacje

## 1. Uwzględnić technologie jądrowe w strategiach dotyczących ciepłownictwa systemowego

Obecnie opracowywane dokumenty strategiczne, w szczególności projekt Strategii transformacji ciepłownictwa do 2040 r., Długoterminowa Strategia Transformacji Klimatyczno-Energetycznej Polski do 2050 r., Mapa Drogowa dla SMR-ów, oraz przyszłe aktualizacje dokumentów określających politykę energetyczną państwa, powinny stworzyć spójne ramy umożliwiające dalszą ocenę, czy i w których systemach ciepłowniczych wykorzystanie energii jądrowej, zarówno w oparciu o dużą elektrownię jądrową pracującą w kogeneracji, jak i SMR-y pracujące w kogeneracji lub przeznaczone wyłącznie do wytwarzania ciepła, może być technicznie i ekonomicznie uzasadnione. Zasadne byłoby również przeanalizowanie, czy potencjalne lokalizacje EJ2 pozwalają na efektywne wyprowadzenie ciepła do systemów ciepłowniczych w rozważanych lokalizacjach oraz czy projekt inwestycji może zostać przygotowany z uwzględnieniem możliwości pracy kogeneracyjnej.

## 2. Przeprowadzić przegląd ram regulacyjnych i wzmocnić zdolności instytucjonalne administracji publicznej

Ustawodawca powinien przeprowadzić przegląd ustawy Prawo atomowe oraz pozostałych aktów prawnych dotyczących procesu inwestycyjnego w celu ustalenia, czy obowiązki administracyjne pozostają proporcjonalne do skali i profilu ryzyka poszczególnych technologii jądrowych. Przegląd powinien uwzględniać specyfikę różnych technologii i nie może prowadzić do obniżenia wymagań bezpieczeństwa jądrowego. Równolegle konieczne jest wzmocnienie instytucjonalne oraz jasny podział kompetencji po stronie administracji publicznej. W odniesieniu do pierwszych projektów SMR zasadne byłoby powołanie krajowej grupy zadaniowej ds. ich finansowania i wdrażania, z udziałem m.in. Ministerstwa

Finansów, BGK, Ministerstwa Energii, Ministerstwa Klimatu i Środowiska, Prezesa URE oraz PFR. Jej zadaniem powinno być koordynowanie prac nad strukturą finansowania pierwszych projektów, ocena zgodności proponowanych instrumentów z prawem krajowym i unijnym, przygotowanie odpowiednich mechanizmów wsparcia oraz prowadzenie dialogu z potencjalnymi inwestorami.

## 3. Utrzymać zmiany kryteriów uznania systemu ciepłowniczego za efektywny energetycznie

W projekcie UC121 należy utrzymać alternatywną ścieżkę kwalifikacji systemu jako efektywnego, opartą na wielkości emisji gazów cieplarnianych na jednostkę ciepła lub chłodu dostarczonego odbiorcom, oraz możliwie uprościć procedurę korzystania z niej, tak aby nie powodowała zbędnych obciążeń administracyjnych dla przedsiębiorstw ciepłowniczych.

## 4. Współfinansować przygotowanie potencjalnych projektów ciepłownictwa jądrowego oraz ograniczać ryzyko pierwszych projektów SMR

Wykorzystanie energii jądrowej w ciepłownictwie systemowym może wymagać znacznych nakładów już na etapie przygotowania projektu. Dlatego państwo powinno w pierwszej kolejności współfinansować ocenę lokalizacji, analizy techniczno-ekonomiczne, badania integracji z istniejącymi sieciami oraz prace FEED. Pozwoliłoby to ograniczyć ryzyko przed podjęciem ostatecznej decyzji inwestycyjnej oraz zidentyfikować projekty, w których zastosowanie energii jądrowej może być technicznie i ekonomicznie uzasadnione. Wsparcie powinno być dostępne dla przedsiębiorstw ciepłowniczych, samorządów gminnych oraz właścicieli infrastruktury ciepłowniczej, którzy są w stanie wykazać odpowiednią skalę zapotrzebowania, parametry sieci i potrzebę analizy stabilnego źródła niskoemisyjnego.

Jeżeli analizy potwierdzą zasadność realizacji konkretnego projektu SMR, na etapie jego wdrażania konieczne będzie określenie modelu inwestycyjnego właściwego dla danego systemu ciepłowniczego. Rola państwa powinna polegać na stworzeniu ram ograniczających ryzyko pierwszych projektów i koszt kapitału oraz umożliwiających pozyskanie finansowania na transparentnych warunkach.

### **Możliwe modele:**

#### **A. Model z inwestorem strategicznym:**

Ze względu na skalę nakładów i ryzyko pierwszego wdrożenia gmina ani przedsiębiorstwo ciepłownicze nie powinny co do zasady samodzielnie ponosić pełnego ryzyka finansowania i realizacji projektu SMR. Główna odpowiedzialność za realizację projektu może spoczywać na inwestorze strategicznym działającym przez odrębną spółkę projektową, przy odpowiednim mechanizmie ograniczania ryzyka pierwszego wdrożenia. Udział gminy lub przedsiębiorstwa ciepłowniczego może koncentrować się na przygotowaniu infrastruktury ciepłowniczej i zapewnieniu odbioru ciepła.

#### **B. Długoterminowe umowy zakupu ciepła:**

Długoterminowa umowa zakupu ciepła może być zawierana między dostawcą ciepła a przedsiębiorstwem ciepłowniczym lub innym odbiorcą. W modelu możliwym do zastosowania w przypadku SMR-a dostawca realizuje projekt, a następnie eksploatuje źródło ciepła, natomiast odbiorca zobowiązuje się do zakupu dostarczanego ciepła przez określony w umowie okres. Umowa określa cenę ciepła albo sposób jej kalkulacji i waloryzacji, a także warunki dostaw. Długoterminowy charakter umowy może zwiększać przewidywalność kosztów dla odbiorcy, a dostawcy zapewniać stabilniejszy strumień przychodów potrzebny do pozyskania finansowania projektu. Zastosowanie HPA do projektów SMR w Polsce może wymagać zmian w obecnym modelu taryfowania.

## **5. Opracować narzędzia dla gmin i komunalnych przedsiębiorstw ciepłowniczych**

Transformacja ciepłownictwa systemowego będzie w dużej mierze realizowana przez gminy. Dlatego państwo powinno przygotować publicznie dostępne narzędzia dla samorządów gminnych i komunalnych przedsiębiorstw ciepłowniczych. Narzędzia te powinny umożliwić lokalnym decydentom ocenę, czy w konkretnym systemie ciepłowniczym zasadne jest analizowanie SMR-ów wytwarzających wyłącznie ciepło czy pracujących w kogeneracji, czy też bardziej racjonalne są inne rozwiązania np. oparte na zwiększeniu udziału OZE. Celem narzędzi byłoby umożliwienie lokalnym decydentom przeprowadzenie przejrzystej, wstępnej oceny wariantów dekarbonizacji.

## **6. Włączenie społeczności lokalnych**

Projekty SMR dla ciepłownictwa systemowego powinny być przygotowywane z udziałem społeczności lokalnej od etapu analiz lokalizacyjnych, a nie dopiero w momencie realizacji inwestycji. Ma to szczególne znaczenie, ponieważ potencjalną przewagą SMR jest możliwość lokalizacji bliżej odbiorców ciepła niż w przypadku dużych elektrowni jądrowych. Dialog z mieszkańcami, samorządami i lokalnymi przedsiębiorstwami powinien więc rozpocząć się przed wyborem preferowanej lokalizacji i przed wejściem projektu w procedury administracyjne. Konsultacje i dialog powinny służyć rozpoznaniu obaw mieszkańców oraz uwzględnieniu ich w dalszych pracach nad projektem. Rząd powinien przygotować wytyczne dotyczące wczesnego dialogu społecznego dla projektów SMR w ciepłownictwie systemowym. Powinny one określać zakres informacji przekazywanych społeczności lokalnej, oraz rolę samorządów, przedsiębiorstw ciepłowniczych, inwestorów i organów odpowiedzialnych za bezpieczeństwo jądrowe. Warto również rozważyć wykorzystanie paneli obywatelskich jako uzupełniającej formy deliberacji, umożliwiającej mieszkańcom przedstawienie stanowiska i rekomendacji przed podjęciem dalszych decyzji dotyczących projektu.