Ciepłownictwo jako filar elastycznego systemu energetycznego



Piotr Górnik
Prezes Zarządu, Fortum Polska

Ciepłownictwo w Polsce wchodzi w okres głębokiej przebudowy, która obejmie nie tylko źródła wytwarzania ciepła, lecz także relacje z odbiorcami, sposób finansowania inwestycji i współpracę z systemem elektroenergetycznym. Coraz większą rolę będą odgrywać lokalne zasoby, kogeneracja, elektryfikacja, magazyny ciepła oraz cyfrowe zarządzanie pracą systemu i zużyciem energii. Kluczowym wyzwaniem stanie się przy tym pogodzenie ogromnych potrzeb inwestycyjnych z koniecznością utrzymania konkurencyjnych cen dla odbiorców. O przyszłości sektora zdecyduje więc nie tylko wybór technologii, ale również stworzenie takich regulacji i modeli rynkowych, które pozwolą wykorzystać ciepłownictwo jako ważne źródło elastyczności i odporności całego systemu energetycznego.

Rozmowę prowadzi Marcin Wandałowski – redaktor publikacji Kongresu Obywatelskiego.

Polskie ciepłownictwo stoi przed największą transformacją od dekad. Jakie będą największe zmiany w tym sektorze w perspektywie najbliższych 10–20 lat?

Na tę transformację można patrzeć z różnych perspektyw. Zacząłbym od odbiorcy ciepła, którego rola, moim zdaniem, znacząco się zmieni. Spodziewam się, że będzie znacznie bardziej aktywny niż dzisiaj. Nie wystarczy mu już przysłowiowe 21 stopni w mieszkaniu – będzie chciał wiedzieć więcej o swoim zużyciu ciepła, mieć wpływ na komfort cieplny i czerpać korzyści ze świadomego zarządzania ogrzewaniem. Zasady rozliczeń powinny premiować jego aktywność, jeśli pomaga ona obniżać koszty lub poprawiać pracę systemu ciepłowniczego.

Ciepłownictwo systemowe będzie musiało pozostać konkurencyjne wobec alternatywnych sposobów ogrzewania. Nie możemy zakładać, że odbiorca raz przyłączony do sieci pozostanie z nami na zawsze. Im bardziej świadomi i aktywni będą klienci, tym częściej będą analizować dostępne rozwiązania.

Jak w takim razie będą wyglądały systemy ciepłownicze przyszłości? Na jakich technologiach i źródłach energii powinny się opierać?

Paradoksalnie technologia wydaje mi się najmniejszym problemem, zarówno dla ciepłownictwa, jak i systemu elektroenergetycznego. Potrzebne rozwiązania są bowiem już dziś dostępne. Odchodzimy od prostego modelu, w którym mamy ciepłownię, rurę i kaloryfer. Przyszłe systemy ciepłownicze będą znacznie bardziej zróżnicowane i w możliwie największym stopniu oparte na lokalnych zasobach. Mam na myśli zarówno ciepło odpadowe, jak i lokalnie dostępne paliwa, takie jak biomasa czy RDF.

Jednocześnie spodziewam się rosnącej roli ciepłownictwa w całym systemie elektroenergetycznym. Jest ono szczególnie predysponowane do wykorzystywania nadwyżek energii ze źródeł zależnych od pogody. Z drugiej strony, może być istotnym producentem energii elektrycznej w kogeneracji. Ciepłownictwo może więc wspierać produkcję prądu, jego elastyczny pobór i magazynowanie ciepła z potrzebami miasta.

Nie mam też wątpliwości, że przyszłe ciepłownictwo będzie znacznie bardziej zdigitalizowane. Dotyczy to całego łańcucha – od wytwarzania i dystrybucji po odbiorcę końcowego. Cyfryzacja nie będzie służyć wyłącznie rozliczaniu zużycia ciepła, ale także sterowaniu współpracą źródeł i magazynów. Prognozy pogody i zapotrzebowania, ceny energii elektrycznej oraz dane o stanie instalacji pomagają decydować, kiedy uruchomić dane źródło, zgromadzić ciepło lub sięgnąć do magazynu. Po stronie odbiorcy narzędzia cyfrowe pomagają optymalizować zużycie w mieszkaniach i budynkach.

Ciepłownictwo przyszłości będzie znacznie bardziej zróżnicowane, zdigitalizowane i lepiej dopasowane do lokalnych potrzeb niż dzisiejsze. Jego przewagą stanie się zdolność do łączenia różnych źródeł energii i optymalnego zarządzania nimi na poziomie lokalnego systemu.

Wspomniał Pan o znaczeniu lokalnych zasobów. Jak w tym kontekście będzie przebiegać odchodzenie ciepłownictwa od węgla? Czy gaz ziemny pozostanie istotnym paliwem w okresie przejściowym?

Moim zdaniem ciepłownictwo będzie stopniowo odchodzić od węgla i zmierzać w kierunku dekarbonizacji. Nie nastąpi to jednak od razu. W perspektywie najbliższej dekady czy dwóch rola gazu ziemnego w ciepłownictwie pozostanie znacząca. Powinniśmy jednak szukać dla niego alternatyw, takich jak biogaz czy biometan. Ich wykorzystanie będzie zależało lokalnej dostępności i możliwości dostarczenia do konkretnych instalacji.

Istotną rolę może również odgrywać ciepło odpadowe, choć jego wykorzystanie często wiąże się z koniecznością zużycia energii elektrycznej. Zazwyczaj ma ono bowiem stosunkowo niskie parametry, które trzeba dostosować do wymagań systemu ciepłowniczego. Nie bagatelizowałbym też roli geotermii czy SMR-ów ciepłowniczych.

Przyszłe systemy ciepłownicze będą więc zróżnicowane technologicznie i coraz bardziej rozproszone, w zależności od lokalizacji i dostępnych zasobów. Już dziś musimy uwzględniać to w naszych planach transformacyjnych.

Jak przebudować polskie ciepłownictwo, aby było mniej podatne na skutki kryzysów geopolitycznych – czy wystarczy zmiana źródeł energii wykorzystywanych do produkcji ciepła, czy potrzebne są również inne działania?

Oparcie ciepłownictwa na lokalnie dostępnych zasobach może ograniczać jego podatność na uwarunkowania geopolityczne. Musimy jednak pamiętać, że jesteśmy w okresie przejściowym. Ciepłownictwo odchodzi od węgla, ale w znacznej mierze zastępuje go gazem ziemnym, którego dostawy są powiązane z rynkiem międzynarodowym. Możemy oczywiście korzystać z rynku światowego, ale pozostaje on pod silnym wpływem geopolityki. Doświadczyliśmy tego w 2022 roku po agresji Rosji na Ukrainę, a obecnie widzimy to również w związku z perturbacjami wokół cieśniny Ormuz.

Moim zdaniem strategia dla ciepłownictwa powinna określić właściwe proporcje między wykorzystaniem gazu ziemnego, lokalnych zasobów, takich jak biomasa czy RDF, termicznym przekształcaniem odpadów (*waste-to-energy*) oraz elektryfikacją. Ten ostatni kierunek został już uwzględniony zarówno w Krajowym Planie w dziedzinie Energii i Klimatu, jak i w propozycji Strategii dla ciepłownictwa. My również postrzegamy elektryfikację jako jeden z podstawowych kierunków transformacji, realizowany we współpracy z innymi źródłami i magazynami ciepła, choć tempo jej wdrażania będzie zależało od uwarunkowań ekonomicznych, regulacyjnych i finansowych.

Im większą część potrzeb energetycznych będziemy w stanie zaspokajać przy wykorzystaniu lokalnych zasobów, tym mniejsza może być podatność ciepłownictwa na zawirowania geopolityczne. Transformacja sektora jest więc nie tylko kwestią klimatyczną i ekonomiczną, lecz także elementem budowania bezpieczeństwa energetycznego.

Z perspektywy geopolitycznej szczególnie ważny jest rozwój odnawialnych źródeł energii, pozwalający ograniczyć zależność od światowych rynków paliw. Wielokrotnie przywoływaliśmy przykład energii słonecznej – w ciągu zaledwie czterech godzin dociera do Ziemi tyle energii, ile wystarczyłoby na pokrycie rocznego zapotrzebowania energetycznego całego świata. To pokazuje skalę zasobu, którego dostępność nie zależy od sytuacji geopolitycznej. Sama lokalność nie wystarczy jednak do zapewnienia bezpieczeństwa. O tym, czy paliwo rzeczywiście będzie można wykorzystać, decydują jego ilość, jakość, terminy dostaw i logistyka. Potrzebne są wiarygodne źródła zaopatrzenia, monitoring realizacji umów oraz wykonalne alternatywy na wypadek zakłóceń. Zmiana paliwa powinna więc iść w parze z zabezpieczeniem całego łańcucha dostaw.

W jakim stopniu ciepłownictwo może stać się źródłem elastyczności polskiego systemu elektroenergetycznego? Jak duży potencjał ma w tym kontekście kogeneracja?

Współpraca systemów ciepłowniczego i elektroenergetycznego stwarza bardzo wiele możliwości, choć istnieją też bariery, które ograniczają wykorzystanie tego potencjału. Jestem jednak optymistą i uważam, że z czasem uda się je usunąć, aby w pełni wykorzystać możliwości integracji obu sektorów, czyli tzw. *sector coupling*.

Ciepłownictwo może stać się ważnym źródłem mocy dla systemu elektroenergetycznego, szczególnie w okresach wysokiego zapotrzebowania na energię. Potencjał rozproszonej kogeneracji jest ogromny – może być rozwijany szybciej i przy mniejszych nakładach niż wiele dużych, scentralizowanych źródeł.

Po pierwsze, wciąż nie wykorzystujemy w wystarczającym stopniu potencjału kogeneracji, czyli skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Nie mam tu na myśli dużych bloków gazowo-parowych CCGT, które pełnią określoną funkcję w systemie elektroenergetycznym, a przy okazji mogą wspierać systemy ciepłownicze. Chodzi raczej o jednostki dopasowane do potrzeb lokalnych systemów ciepłowniczych, które jednocześnie mogą dostarczać energię elektryczną do sieci. Mamy tu do czynienia z naturalną synergią, ponieważ zapotrzebowanie na ciepło w dużej mierze pokrywa się z zimowym szczytem zapotrzebowania na energię elektryczną.

Naszym zdaniem potencjał kogeneracji jest nawet większy niż obecnie realizowany program energetyki jądrowej, zakładający budowę 3,6 GW mocy. Rozproszona kogeneracja mogłaby taniej i szybciej dostarczyć do systemu elektroenergetycznego większą moc i wzmacniać system w okresach wysokiego zapotrzebowania.

Jaką rolę może odegrać kogeneracja podczas silnych mrozów, gdy zapotrzebowanie na energię elektryczną jest wysokie, a produkcja z wiatru i słońca niewielka?

Właśnie wtedy szczególnego znaczenia nabiera kogeneracja, o której wcześniej wspominałem. W okresach największego zapotrzebowania na ciepło, czyli podczas mroźnej zimy, produkcja energii z fotowoltaiki jest ograniczona, a nie zawsze możemy też liczyć na wiatr. W takich warunkach jednostki wytwarzające jednocześnie ciepło i energię elektryczną mogą wspierać system elektroenergetyczny, dostarczając mu dodatkową moc.

A jak ciepłownictwo może wspierać system elektroenergetyczny w odwrotnej sytuacji – gdy występują nadwyżki energii z odnawialnych źródeł?

To druga strona tej współpracy. Ciepłownictwo może wykorzystywać nadwyżki energii elektrycznej produkowanej przez źródła zależne od pogody, takie jak farmy wiatrowe czy fotowoltaika. Energię tę można przekształcać w ciepło i przechowywać w magazynach ciepła, oddzielając moment jego wytworzenia od wykorzystania. Dzięki temu systemy ciepłownicze mogą dostosowywać swoją pracę do sytuacji w systemie elektroenergetycznym.

W tym kontekście warto zwrócić uwagę na kotły elektryczne, które, w moim odczuciu, zbyt często rozpatruje się wyłącznie jako źródła szczytowe. Ich pracy nie powinniśmy planować wyłącznie według zapotrzebowania na ciepło, bez uwzględnienia sytuacji w elektroenergetyce. Ich potencjał połączony z akumulatorami ciepła polega właśnie na możliwości wykorzystania energii w godzinach jej większej dostępności i niższego całkowitego kosztu poboru, z uwzględnieniem opłat mocowych i dostawie ciepła, kiedy jest ono potrzebne. Warto przy tym rozróżnić rolę poszczególnych technologii. Moim zdaniem pompy ciepła wymagają większych nakładów inwestycyjnych, dlatego są bardziej predysponowane do pracy w podstawie obciążenia. Ich rolę trzeba jednak dobierać również do dostępności dolnego źródła, wymaganych temperatur wyjściowych i kosztów zakupu. Kotły elektryczne mogą natomiast elastycznie reagować na sytuację w systemie elektroenergetycznym.

Ciepłownictwo może działać w obie strony – produkować energię elektryczną wtedy, gdy system jej potrzebuje, i zagospodarowywać jej nadwyżki wtedy, gdy jest jej zbyt dużo. Ta dwukierunkowa współpraca może uczynić z sektora ciepłowniczego jedno z ważnych źródeł elastyczności całego systemu energetycznego.

Przed naszą rozmową sprawdzałem dane PSE. Jesteśmy obecnie w okresie przejściowym między latem a zimą, a różnica zapotrzebowania na moc między dniem a nocą wynosi ponad 7 GW. Z kolei ceny energii elektrycznej różnią się nawet czterokrotnie. To pokazuje, jak duże możliwości daje przesuwanie zużycia energii w ciągu doby. Powinniśmy stworzyć warunki do wykorzystania tej elastyczności w ciepłownictwie, zwłaszcza że kierunek elektryfikacji sektora znalazł już odzwierciedlenie zarówno w Krajowym Planie Energii i Klimatu, jak i w przygotowywanej Strategii dla ciepłownictwa.

Jaką rolę w nowym modelu ciepłownictwa będą odgrywać magazyny ciepła? W jakim zakresie mogą zwiększać elastyczność systemu energetycznego?

Jednym z rozwiązań jest zbiornik gorącej wody, czyli akumulator ciepła. Mocno wierzę w rosnącą rolę takich rozwiązań, ale trzeba pamiętać, że takie zbiorniki służą przede wszystkim bilansowaniu krótkoterminowemu. I nie są one, a moim zdaniem również nie będą, magazynami sezonowymi. Ich podstawową funkcją jest krótkoterminowa optymalizacja produkcji i zużycia ciepła, najczęściej w skali doby lub nieco dłuższego okresu.

Dzięki magazynom możemy zwiększać produkcję ciepła w kogeneracji lub wykorzystywać nadwyżki energii elektrycznej ze źródeł zależnych od pogody, a następnie przesuwać zużycie wytworzonego ciepła na godziny, w których energia słoneczna czy wiatrowa nie jest dostępna. Magazynowanie sezonowe powinno być oparte na innej technologii, wymagającej innej skali i osobnej oceny technicznej oraz ekonomicznej.

Uważam więc, że magazyny ciepła będą jednym z fundamentów elektryfikacji ciepłownictwa, ale ich zasadniczą rolą

w tym modelu pozostanie zapewnianie krótkoterminowej elastyczności i stabilizowanie pracy systemu.

W nadchodzących latach ciepłownictwo będzie w coraz większym stopniu opierać się na zróżnicowanych, lokalnych źródłach energii. Czy w takim modelu przedsiębiorstwa ciepłownicze pozostaną przede wszystkim producentami ciepła, czy staną się raczej operatorami lokalnych systemów energetycznych, zarządzającymi źródłami, magazynami energii i elastycznością?

Ciepłownictwo jest predysponowane do tego, aby wspólnie z lokalnymi dystrybutorami energii elektrycznej podejmować działania na rzecz lokalnego bilansowania energii. Dotyczy to zarówno produkcji i zużycia, jak i współpracy między obydwoma systemami. Przykładem jest nasz projekt w Zabrzu, gdzie budujemy kocioł elektryczny i magazyn ciepła. Podpisaliśmy tam z dystrybutorem energii elektrycznej elastyczną umowę zasilania kotła, która zakłada częściowe przekazanie możliwości sterowania jego pracą dyspozytorowi systemu elektroenergetycznego.

Oczywiście takie rozwiązanie musi być ekonomicznie uzasadnione dla obu stron, a jednocześnie pozwalać nam zachować bezpieczeństwo dostaw ciepła do odbiorców. Dlatego dysponujemy również elektrociepłownią i dodatkowymi kotłami szczytowymi, które mogą pracować w przypadku zwiększonego zapotrzebowania na ciepło lub awarii podstawowych jednostek wytwórczych. Jestem przekonany, że rola ciepłownictwa w systemie elektroenergetycznym będzie rosła, ale wymaga to ścisłej współpracy i elastyczności zarówno po stronie dystrybutora energii elektrycznej, jak i operatora systemu ciepłowniczego.

Czy świadczenie usług na rzecz systemu elektroenergetycznego może stać się również istotnym źródłem dodatkowych przychodów dla przedsiębiorstw ciepłowniczych?

Musimy poszukiwać nowych źródeł przychodów, ponieważ transformacja ciepłownictwa wymaga ogromnych nakładów inwestycyjnych. Nie można przenieść wszystkich tych kosztów na odbiorców. Dlatego obok optymalizacji funkcjonowania konieczne będzie rozwijanie dodatkowych strumieni przychodów.

Magazyny ciepła mogą stać się jednym z fundamentów elektryfikacji ciepłownictwa, pozwalając oddzielić moment wytwarzania ciepła od momentu jej wykorzystania. Zbiorniki akumulacyjne pozwalają lepiej dopasować pracę źródeł do sytuacji w elektroenergetyce i potrzeb odbiorców ciepła.

Jedną z takich możliwości jest właśnie integracja z systemem elektroenergetycznym i świadczenie usług elastyczności, ale również usług związanych z jakością energii elektrycznej. Może się to odbywać na przykład poprzez wykorzystanie elektrociepłowni i zlokalizowanych na ich terenie magazynów energii elektrycznej. Dla przedsiębiorstw ciepłowniczych może to oznaczać dodatkowe przychody, zależnie

od możliwości instalacji i zasad świadczenia usług, a dla systemu elektroenergetycznego – zarówno przesyłowego, jak i dystrybucyjnego – istotną wartość.

Ciepłownictwo musi jednocześnie sfinansować ogromną transformację, przygotować się na spadek zapotrzebowania na ciepło i utrzymać ceny konkurencyjne wobec innych sposobów ogrzewania. Pogodzenie tych trzech tendencji będzie w nadchodzących dekadach jednym z najtrudniejszych wyzwań dla sektora.

Uważam, że kadry pracujące w elektrociepłowniach są już w pewnym stopniu przygotowane do pełnienia takich funkcji. Dysponują doświadczeniem w skojarzonym wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła, a uzupełnienie ich kompetencji pozwoli lepiej wykorzystać możliwości wynikające z integracji obu systemów.

Wspomniał Pan, że nie można przenieść wszystkich kosztów transformacji na odbiorców. Jak pogodzić ogromne potrzeby inwestycyjne ciepłownictwa z koniecznością utrzymania konkurencyjnych cen?

To rzeczywiście jedno z najważniejszych wyzwań. Ciepłownictwo znajduje się dziś w swoistym trójkącie presji: inwestycji, malejącego zapotrzebowania i akceptowalnej ceny. Po pierwsze, przedsiębiorstwa muszą ponieść ogromne nakłady inwestycyjne na transformację. Po drugie, zapotrzebowanie na ciepło systemowe będzie malało – według prognoz NCBR do 2050 roku może spaść nawet o połowę. Nie przywiązywałbym się jednak do konkretnej liczby. Sam kierunek wydaje się jednak nieunikniony. Termomodernizacja budynków i narzędzia cyfrowe będą ograniczać zużycie, choć skala zmian w poszczególnych systemach będzie zależeć także od przyłączania nowych odbiorców. Sami również wspieramy takie podejście.

Trzecim elementem jest cena. Rosną nakłady na nowe źródła i modernizację infrastruktury, a m.in. termomodernizacja budynków ogranicza zapotrzebowanie na ciepło. Koszty finansowania i utrzymania systemu trzeba więc pokrywać przy sprzedaży mniejszej ilości energii. To zwiększa presję na koszt każdej dostarczanej jednostki ciepła. Jednocześnie cena musi pozostać akceptowalna dla odbiorców i konkurencyjna wobec innych sposobów ogrzewania. Dlatego tak istotne są właściwa skala inwestycji, kontrola kosztów i dodatkowe strumienie przychodów. To właśnie trójkąt presji, który wyznacza warunki transformacji sektora.

Skoro elastyczna praca ciepłownictwa przynosi korzyści całemu systemowi elektroenergetycznemu, jak powinny być dzielone koszty i korzyści wynikające z tej współpracy? Co powinien zyskać na niej odbiorca ciepła?

Przede wszystkim musimy stworzyć ekonomicznie opłacalne modele współpracy obu systemów. Dziś mamy do czynienia z paradoksem elastyczności: system potrzebuje reakcji, która przedsiębiorstwu może się nie opłacać. Posłużę się przykładem opłaty mocowej, którą ponosimy jako odbiorcy energii elektrycznej. Obecnie, nawet jeśli wykorzystywalibyśmy energię w okresie

jej nadmiaru, czyli w ciągu słonecznego dnia, kiedy często występują jej nadwyżki, musielibyśmy zapłacić pełną opłatę mocową. Podwyższa to koszt wyprodukowania ciepła o ponad 60 PLN/GJ.

Paradoks elastyczności polega na tym, że system potrzebuje reakcji, która przedsiębiorstwu może się nie opłacać. Niska cena samej energii nie przesądza o niskim całkowitym koszcie jej wykorzystania.

Tymczasem wykorzystanie przez ciepłownictwo nadwyżek energii elektrycznej przynosi korzyści całemu systemowi, ponieważ może pozwalać ograniczyć konieczność redukowania produkcji ze źródeł zależnych od pogody. Aby jednak przedsiębiorstwa ciepłownicze mogły uczestniczyć w tym procesie na większą skalę, konstrukcja opłat powinna uwzględniać rzeczywisty wpływ ich poboru na system i nie zniechęcać do pracy w godzinach nadwyżek.

Musimy zatem wypracować rozwiązania, które odpowiednio rozłożą koszty i korzyści, zapewniając opłacalność współpracy obu sektorów. Odbiorcy ciepła powinni mieć udział w dywidendzie współpracy ciepłownictwa z elektroenergetyką. Przychody z usług i oszczędności wynikające z tej współpracy powinny, po uwzględnieniu kosztów zapewnienia elastyczności, pomagać utrzymać ceny ciepła na akceptowalnym poziomie.

Obecny model taryfowania ciepła powstawał w zupełnie innych warunkach rynkowych niż dzisiejsze. Jak powinien się zmienić, aby umożliwiać przedsiębiorstwom wieloletnie inwestycje, a jednocześnie chronić odbiorców przed nadmiernym wzrostem cen?

Uważam, że obecny model regulacji kosztowej wymaga zmian, które silniej powiążą korzyści przedsiębiorstwa i odbiorcy z poprawą efektywności oraz elastyczną pracą systemu. Jednocześnie przedsiębiorstwa ciepłownicze muszą liczyć się z rosnącą konkurencją ze strony alternatywnych sposobów ogrzewania.

Musimy również uwzględnić rosnącą aktywność odbiorców. Przykładem jest prosument, który część potrzeb pokrywa z własnego źródła, a w okresach szczytowych korzysta z sieci. Jeżeli system ma nadal zapewniać mu określoną moc w tych okresach, musi utrzymywać odpowiednią gotowość. Model rozliczeń powinien uwzględniać zarówno strukturę odbieranego ciepła, jak i koszt zapewnienia tej mocy, tak aby sprawiedliwie dzielić koszty między odbiorców.

Moim zdaniem model taryfowy powinien więc w większym stopniu uwzględniać profil zużycia i aktywność odbiorcy. Jeśli klient potrafi dostosować swoje zapotrzebowanie do zmieniających się warunków produkcji ciepła, powinien czerpać z tego korzyści finansowe. Potrzebujemy zasad, które pozwolą rozliczać wartość takiej współpracy, przy zachowaniu ochrony odbiorcy.

Problem staje się szczególnie widoczny w kontekście integracji z elektroenergetyką. Na hurtowym rynku energii elektrycznej funkcjonują produkty z cenami dla okresów 15-minutowych. Taryfa na ciepło jest natomiast zatwierdzana na rok, według określonej

metody kalkulacji. Składając o nią wniosek musimy więc połączyć krótkoterminowe decyzje o pracy źródeł z zasadami uwzględniania ich kosztów i korzyści w przychodach przedsiębiorstwa oraz cenach dla odbiorców. Bardzo trudno pogodzić te dwa modele w sposób, który zapewni sprawiedliwy podział korzyści i kosztów. Reguły powinny jednocześnie zachęcać firmę do efektywnej pracy i zapewniać odbiorcy udział w jej efektach. Dlatego uważam, że w niektórych obszarach ciepłownictwa można stopniowo odchodzić od pełnej regulacji, pozostawiając większą swobodę w kształtowaniu warunków współpracy między przedsiębiorstwem a klientem. Taka zmiana powinna dotyczyć jasno określonych obszarów być rozłożona w czasie i zachowywać skuteczną ochronę odbiorców.

Potrzeby inwestycyjne polskiego ciepłownictwa szacowane są na setki miliardów złotych do 2040 roku. Jak ograniczyć koszty tak ogromnego programu inwestycyjnego i zapewnić jego sprawną realizację?

Nie możemy opierać finansowania transformacji wyłącznie na przychodach ze sprzedaży ciepła. Dlatego tak ważne jest poszukiwanie najbardziej efektywnych sposobów transformacji, uwzględniających lokalne uwarunkowania i konieczność utrzymania akceptowalnych cen.

Jednym z kluczowych aspektów jest sprawność procesu inwestycyjnego. Pieniądz ma swoją wartość w czasie, dlatego kiedy przedsiębiorstwo podejmie już decyzję o budowie nowego źródła czy modernizacji infrastruktury, inwestycja powinna być realizowana możliwie sprawnie. Tymczasem uzyskanie wszystkich niezbędnych pozwoleń przed rozpoczęciem budowy potrafi trwać wiele lat. Procedury administracyjne powinny być znacznie szybsze, aby nie generować dodatkowych kosztów wynikających z opóźnień.

Po naszej stronie pozostaje przygotowanie wykonalnego projektu, kontrola kosztów i takie prowadzenie systemu, które zapewnia bezpieczeństwo dostaw ciepła. Sprawne procedury nie zastępują odpowiedzialności inwestora.

Czy podobne usprawnienia są potrzebne w systemie publicznego wsparcia inwestycji ciepłowniczych?

Zdecydowanie powinniśmy dążyć do ograniczania kosztów transformacji, ponieważ jej ekonomika wpływa na koszty dostaw ciepła do odbiorców. Jednym ze sposobów jest wsparcie konkretnych rozwiązań inwestycyjnych ze środków krajowych i unijnych. Programy finansowania powinny jednak być spójne ze strategią dla ciepłownictwa i Krajowym Planem na rzecz Energii i Klimatu, a przede wszystkim uruchamiane i realizowane odpowiednio szybko.

Dziś spotykamy się niekiedy ze zjawiskiem określanym jako *gold-plating*, czyli *nadregulacją*. W wielu przypadkach nadmierne wymagania powodują, że praktycznie wszystkie ryzyka związane z uzyskaniem wsparcia są przenoszone na wnioskodawcę. Tymczasem gotowość inwestycyjna ma termin ważności. System wsparcia powinien pozwalać ją wykorzystać, zanim oferty i harmonogramy

stracą aktualność. Przedłużające się oczekiwanie może oznaczać konieczność ponownego przygotowania części projektu i zmiany warunków finansowania. Dlatego potrzebujemy przewidywalnych terminów oceny oraz jasnych zasad podziału ryzyka. Uważam, że istnieje przestrzeń do usprawnienia procedur Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, tak aby proces rozpatrywania wniosków i udzielania wsparcia przebiegał szybciej, a beneficjenci mogli wcześniej otrzymywać środki. Choć oczywiście nie oznacza to rezygnacji z rzetelnej oceny projektów i kontroli wykorzystania pieniędzy publicznych.

Jakie najważniejsze decyzje regulacyjne, rynkowe i inwestycyjne powinny zostać podjęte w najbliższych latach, aby Polska mogła w pełni wykorzystać potencjał ciepłownictwa jako źródła elastyczności i odporności całego systemu energetycznego?

W wielu polskich miastach trwają obecnie prace nad modelami transformacji ciepłownictwa. Zacząłbym od kwestii właściwego planowania inwestycji. Podam przykład jednego z naszych systemów, w którym w ciągu ostatnich 15 lat średniodobowa temperatura na poziomie -10 stopni Celsjusza lub niższa wystąpiła zaledwie kilka razy. Tymczasem jako przedsiębiorstwa ciepłownicze jesteśmy zobowiązani do projektowania systemów na temperatury -18 czy -20 stopni, a w niektórych regionach nawet niższe.

Musimy więc odpowiednio dostosowywać wielkość źródeł ciepła, nie tylko do obecnego, ale również do przyszłego zapotrzebowania. A ono, jak już powiedziałem, może znacząco spaść, między innymi dzięki coraz powszechniejszym działaniom na rzecz efektywności energetycznej. Potrzebujemy zatem takich zasad planowania transformacji, które pozwolą uniknąć przeinwestowania i budowy aktywów osieroconych, czyli instalacji, które nie będą wykorzystywane w stopniu uzasadniającym poniesione nakłady.

Nie możemy dłużej planować transformacji ciepłownictwa, elektroenergetyki, gazownictwa, gospodarki odpadami i transportu jako odrębnych procesów. Zintegrowane spojrzenie na te sektory pomoże uniknąć przeinwestowania, efektywnie wykorzystać dostępne zasoby i potencjał transformacji energetycznej.

Drugą kwestią jest unikanie nadregulacji. Polityki unijne już dziś nakładają na sektor energetyczny liczne obowiązki. Dodatkowe wymagania krajowe powinny mieć konkretne uzasadnienie, a ich skutki dla kosztów i czasu transformacji trzeba oceniać. Musimy tworzyć takie warunki regulacyjne, które pozwolą efektywnie wykorzystywać energię z odnawialnych źródeł, również poprzez jej magazynowanie i przesuwanie zużycia w czasie. Projekt bowiem trzeba oceniać łącznie: czy można go zbudować, przyłączyć i opłacalnie eksploatować.

Przede wszystkim jednak potrzebujemy całościowego podejścia do regulacji i planowania transformacji. Nie możemy traktować ciepłownictwa i elektroenergetyki

jako dwóch odrębnych sektorów. Powinniśmy uwzględniać również gazownictwo, gospodarkę odpadami czy transport. Wszystkie te obszary wzajemnie się przenikają i mogą albo wspierać swoją transformację, albo konkurować o te same zasoby. Dlatego tak ważne jest, aby planować ich rozwój w sposób zintegrowany. ■

O ROZMÓWCY

Piotr Górnik – Prezes Zarządu Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o. Od 2017 roku odpowiada za obszar energetyki cieplnej w Polsce. Wcześniej, w latach 2009-2016, był odpowiedzialny za produkcję i dystrybucję energii w Fortum w Polsce. W latach 2006-2009 zajmował stanowisko Prezesa Zarządu w Fortum Częstochowa S.A. W spółce tej realizował największe zadanie inwestycyjne w Częstochowie, tj. budowę elektrociepłowni opalanej węglem i biomasą. Od 2000 do 2006 roku pełnił funkcję Prezesa Zarządu Zakładu Elektroenergetycznego Elsen w Częstochowie. Wcześniej, na początku kariery zawodowej, zatrudniony w Hucie Częstochowa, gdzie pracował do 2000 roku. Jest absolwentem Politechniki Częstochowskiej. W 1993 roku ukończył studia podyplomowe z zakresu unieszkodliwiania odpadów na Politechnice Warszawskiej, zaś w 1997 roku – z zakresu zarządzania i marketingu w Szkole Głównej Handlowej. W 2000 roku ukończył również auditing energetyczny na Politechnice Śląskiej. Jest członkiem stowarzyszeń naukowo-technicznych, sportowych oraz samorządu gospodarczego.