

Aleksandra Sulej
Krzysztof Kalinowski
Konrad Wiśniewski
Jacek Gajkowski
Grzegorz Wiśniewski
Mariusz Twardawa
Instytut Energetyki Odnawialnej Sp. z o.o.

Projektowanie i optymalizacja techniczno-ekonomiczna systemu ciepłowniczego z OZE i magazynami ciepła¹

Wartość LCoH jako kluczowy czynnik, kryterium optymalizacji i hierarchizacji źródeł ciepła

Bardzo szybka zmiana otoczenia regulacyjnego i warunków rynkowych w energetyce zmuszają ciepłownie do zweryfikowania dotychczasowych strategii i planów inwestycyjnych. W ciągu najbliższych kilku, kilkunastu lat ciepłownictwo systemowe w Polsce będzie musiało zmierzyć się z wyzwaniami związanymi z koniecznością przyspieszenia transformacji energetycznej. Paliwa kopalne, dotychczas powszechnie wykorzystywane (węgiel) i planowane do wykorzystania na dużą skalę jako substytut (gaz ziemny), będą zastępowane przez OZE. Odpowiedzią na szantaż gazowy, kryzys paliwowy i klimatyczny jest zaprzestanie wsparcia dla paliw kopalnych wraz z zaostrzeniem polityki klimatycznej oraz przestawieniem ciepłownictwa na OZE i efektywność energetyczną.

Zgodnie z wymaganiami uchwalonymi przez Parlament Europejski w 2022 roku w nowelizacji dyrektywy o OZE (RED III) wzrost udziału OZE i ciepła odpadowego będzie musiał wynosić 2,2-2,3 pp. rocznie, w zależności od ostatecznych ustaleń tzw. „trialogu” instytucji UE. Nowelizacja dyrektywy o efektywności energetycznej (EED III) zwiększa wymagania w zakresie efektywnego systemu ciepłowniczego (ESC). Tylko do 2027 roku taki status może uzyskać system ciepłowniczy dzięki 75% udziałowi kogeneracji opartej na paliwie gazowym lub odpadach (RDF). W 2027 kosztami emisji CO₂ zostaną dodatkowo objęte także ciepłownie mniejsze o mocach poniżej 20 MW (ETS-2 zakłada opłatę w wysokości 45 euro/tonę CO₂). Jeszcze w latach 2028-2034 będzie istniała możliwość utrzymania statusu ESC dzięki 80% udziałowi kogeneracji, ale od 2035 roku żadne paliwo kopalne nie będzie mogło być źródłem ciepła w ESC. Najbezpieczniejszym i trwałym sposobem uzyskania statusu ESC w latach 2023-2035 jest wytwarzanie 50% ciepła z OZE i z ciepła odpadowego.

Szybkie przejście z ciepłownictwa opartego na węglu (tzw. I i II generacji) do ciepłownictwa opartego na OZE (IV generacji), a zwłaszcza zeroemisyjnych OZE (V generacji) i realizacja ww. wymogów w krótkiej perspektywie może być uznane za nierealne do spełnienia w znacznej części polskich ciepłowni. Trudno będzie odejść od dopiero co ugruntowanej idei przestawiania ciepłownictwa z węgla na spalanie paliw gazowych, odpadów czy deficytowej i droższej biomasy (efekt zakazu importu z Rosji, Białorusi i brak importu z Ukrainy). Te źródła ciepła pozostaną dalej tzw. przejściowymi, ale będą pełniły znacznie mniejszą rolę od jeszcze niedawno zakładanej. Wobec powyższych faktów, nowych regulacji i globalnych megatrendów nie warto pozostać obojętnym, gdyż dostępne są już inne rozwiązania, dotychczas niedostrzegane.

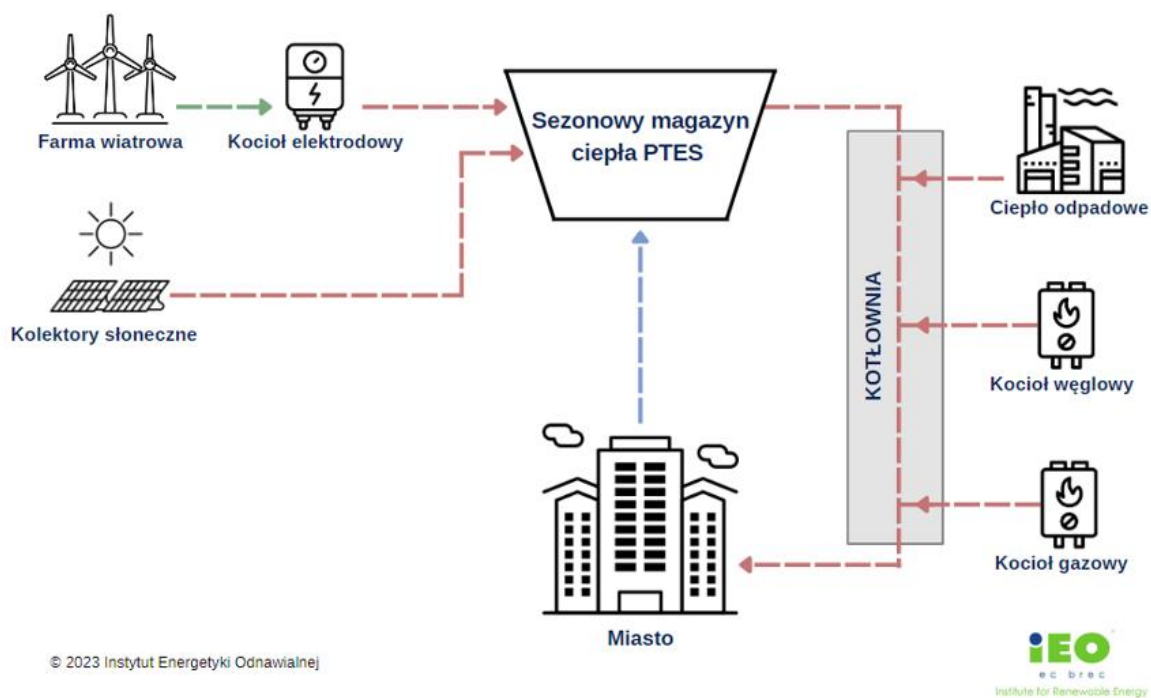
Typowymi przykładami najtańszych źródeł zeroemisyjnych są kolektory słoneczne, kotły elektrodowe i pompy ciepła zasilane niezbilansowaną energią elektryczną z elektrowni wiatrowych lub fotowoltaicznych (tzw. P2H). Cechą wspólną najtańszych zeroemisyjnych źródeł jest zależność od pogody, z którą – dzięki nowym technologiom i postępującej automatyzacji – nowe systemy ciepłownicze potrafią sobie już dzisiaj radzić lepiej niż systemy elektroenergetyczne. Wynika to z faktu, że energii elektrycznej nie można magazynować w sieci, a ciepłownictwo ma olbrzymi potencjał magazynowania chwilowych nadwyżek generacji ciepła w sieciach ciepłowniczych. Ze swoim potencjałem magazynowania ciepła, największym beneficjentem niskich cen energii elektrycznej w szczytach zeroemisyjnej generacji słonecznej i wiatrowej może być ciepłownictwo.

¹ Arktuł był podstawą referatu wygłoszonego XXVII Forum Ciepłowników Polskich, które odbyło się 10-13 września 2023 roku w Międzyzdrojach

Integracji zeroemisyjnych OZE z ciepłowniami oraz wykorzystaniem zdolności magazynów ciepła do zwiększenia elastyczności ciepłownictwa we współpracy z nieelastyczną elektroenergetyką służą (lub służyć będą) nowe programy NFOŚiGW jak „OZE – źródło ciepła dla ciepłownictwa” oraz „Digitalizacja sieci ciepłowniczych”, czy „Kogeneracja powiatowa”.

Koncepcja transformacji ciepłownictwa z OZE oparta na cyfryzacji procesów projektowania i optymalizacji pracy ciepłowni

Przykładowy schemat ESC opartego na wybranych zeroemisyjnych OZE wspartych magazynem ciepła i podszczytową generacją węglową (z możliwym udziałem gazu jako źródła szczytowego) przedstawiono poniżej:



Rysunek 1. Przykładowy schemat efektywnego systemu ciepłowniczego opartego na zeroemisyjnych OZE

Powyższa koncepcja to szansa, ale i nowe wyzwanie dla ciepłowników, które wymaga nowego podejścia do rozwiązywania dopiero niedawno rozpoznanych problemów. Wymaga ono weryfikacji dotychczasowych planów, przyjęcia nowych założeń adekwatnych do potrzeb i możliwości ciepłowni, wykonania odpowiednich analiz oraz ich ciągłego korygowania i dostosowywania do szybko zachodzących zmian klimatycznych, regulacyjnych i technologicznych. Planowanie i projektowanie instalacji opartych na najtańszych OZE ma kluczowe znaczenie dla zapewnienia poprawnej i efektywnej pracy każdego systemu ciepłowniczego po akceptowanych kosztach w najbliższych latach, a nawet dekadach.

Szczególnie ważnym dla nowoczesnych ciepłowni stanie się sezonowy magazyn ciepła (np. typu PTES), który będzie w stanie przejąć w każdej chwili i w każdym okresie roku nadwyżkę taniego ciepła z OZE, ciepła odpadowego, a nawet z kogeneracji czy geotermii, i przechować ją np. od okresu generacji letniej do zimowego sezonu grzewczego (szczyt zapotrzebowania na ciepło). Olbrzymim ułatwieniem dla tego rodzaju inwestycji jest symulacja pracy modernizowanych systemów dzięki wykorzystaniu znanych od lat narzędzi planistycznych i projektowych, takich jak TRNSYS. Dzięki niemu możliwe jest zamodelowanie każdego elementu systemu ciepłowniczego z wieloma źródłami ciepła (obecnymi i nowymi), odbiorami czy magazynami ciepła oraz odwzorować funkcjonowanie projektowanej ciepłowni. Szczególnie ważne jest prawidłowe zamodelowanie magazynów ciepła służących wszystkim źródłom ciepła zainstalowanym w ciepłowni, w szczególności zeroemisyjnym, ale nie tylko. Magazyny służą bowiem pozostawionym we flocie wytwórczej kotłom węglowym, które po modernizacji ciepłowni dalej będą mogły stabilnie i efektywnie pracować, pełniąc rolę źródeł

podszczytowych. Dzięki magazynom ciepła mogą one pracować optymalnie i bezpiecznie, powyżej minimum technicznego (minimalne obciążenie zapewniające stabilną pracę kotła), ze zwiększoną sprawnością i zużywając mniej węgla.

Analizy przeprowadzane w programie TRNSYS są bardzo istotnym, ale nie jedynym elementem całego projektowania przyszłego systemu ciepłowniczego. Proces konfigurowania i optymalizacji pracy projektowanego systemu ciepłowniczego w rzeczywistości odbywa się na wielu płaszczyznach (warunki brzegowe - ograniczenia, priorytety technologiczne, analizy ekonomiczne). Powyższa koncepcja jest szerzej opisana w raporcie „Projektowanie i optymalizacja systemu ciepłowniczego z OZE i magazynami ciepła. Wykorzystanie metodologii digital twin i modelowania TRNSYS” [1], napisanego na podstawie doświadczeń zdobytych przez Instytut Energetyki Odnawialnej m.in. w konkursie NCBiR “Ciepłownia Przyszłości” [2], [3].

Ustalanie hierarchii źródeł wytwórczych

Przystępując do projektowania koncepcji modernizacji parku wytwórczego ciepłowni, powinniśmy na wstępie określić tzw. funkcję celu. Chcemy na przykład, aby koszt produkcji ciepła był jak najmniejszy, a jednocześnie żądamy, aby ilość energii z OZE była jak największa. Określenie zmiennych funkcji celu i przyjętych ograniczeń może się zmieniać w każdym przypadku, uważamy jednak, że każde rozsądne rozważania powinny uwzględniać:

- 1) średni koszt produkcji ciepła LCoH (minimalizacja z uwagi na odbiorców ciepła),
- 2) oczekiwany udział energii w OZE lub energii z kogeneracji lub energii pozyskiwanej z ciepła odpadowego w łącznej produkcji energii w systemie (maksymalizacja lub wymóg prawny),
- 3) ryzyko związane z produkcją ciepła, w szczególności ryzyko zmiany oczekiwanych kosztów wytwarzania ciepła (minimalizacja z uwagi na inwestora).

Kluczowym parametrem jest całkowity koszt produkcji ciepła LCoH [4], który przekłada się (lub powinien się w pełni przekładać) na taryfę na ciepło. LCoH jest w praktyce minimalną ceną, przy której suma zdyskontowanych przychodów ze sprzedaży ciepła jest równa sumie zdyskontowanych kosztów, przy uwzględnieniu kosztów poniesionych na budowę i eksploatację oraz kosztów finansowych, w szczególności kosztu kapitału własnego, w danym okresie (zazwyczaj czas życia jednostki). W ogólnym przypadku koszt LCoH oblicza się jako iloraz wydatków do efektów wyrażonych w wartości bieżącej. Koszt LCoH, czyli kluczowy czynnik, kryterium optymalizacji i hierarchizacji źródeł ciepła odnosimy przede wszystkim do uśrednionego kosztu ciepła z ciepłowni, ale możemy go odnosić też do kosztu ciepła z poszczególnych źródeł, co pomaga uszeregować je od najtańszego do najdroższego.

Oczekiwany udział OZE jest mniej skomplikowanym do ustalenia czynnikiem. Z kolei ocena ryzyka i możliwego zakresu zmian kosztów paliw i energii stwarzają obecnie poważne wyzwanie. W ostatnich latach w związku z wojną w Ukrainie i kryzysem energetycznym, a wcześniej z globalną pandemią, ceny surowców charakteryzowały się dużą, nieprzewidywalną zmiennością. Można oprzeć się na założeniach zewnętrznych (np. prognozy IEO oparte na kontraktach tzw. „forward”), ale przedsiębiorstwo ciepłownicze, mając historię dostawców i zawieranych kontraktów może przyjąć bardziej lub mniej pesymistyczne scenariusze wzrostów cen gazu, węgla czy uprawnień do emisji CO₂ oparte na dotychczasowych trendach.

Na podstawie przyjętych kryteriów ustala się hierarchię (priorytety) doboru i pracy poszczególnych źródeł ciepła, którą następnie wykorzystuje się w projektowaniu modernizacji systemu: źródłom na górze hierarchii przyznaje się priorytet podczas wymiarowania i w ramach przyjmowania założeń do sterowania systemem ciepłowniczym, wychodząc z założenia że wiodącym kryterium jest koszt produkcji ciepła (LCoH) – tabela.

Tabela 1. Przykładowa hierarchia źródeł ciepła, pozwalająca na przeprowadzenie wymiarowania i optymalizacji pracy systemu ciepłowniczego. Uwzględniono system ciepłowniczy z sezonowym magazynem ciepła, który służy poprawie efektywności wszystkich źródeł w systemie

Nr	Źródło	LCoH [PLN/MWh]	Wady	Zalety
1	Ciepło odpadowe ²	200 ³	<ul style="list-style-type: none"> - Uzależnienie od zewnętrznego podmiotu - Niska dostępność w pobliżu sieci ciepłowniczych 	<ul style="list-style-type: none"> + Potencjalnie najniższy możliwy koszt + Względnie łatwa realizacja techniczna odbioru ciepła
2	Kolektory słoneczne	3223	<ul style="list-style-type: none"> - Duże zapotrzebowanie na tereny pod inwestycję - Większość generacji przypada poza sezonem grzewczym (premiowane sieci z dużym udziałem CWU) 	<ul style="list-style-type: none"> + Technologia minimalizująca ryzyko zmienności kosztów (niemal zerowy koszt operacyjny) + Technologia znana, prosta, a przez to bezpieczna i łatwa w utrzymaniu
3	Power2heat	4133	<ul style="list-style-type: none"> - Możliwy wzrost kosztów operacyjnych - Uzależnienie od podaży taniej energii elektrycznej z OZE (preferowane farmy wiatrowe) 	<ul style="list-style-type: none"> + Niskie nakłady inwestycyjne na kocioł elektrodowy + Sector coupling korzystny dla rynku energii
4	Kocioł węglowy	6393	<ul style="list-style-type: none"> - Niska elastyczność - Wysoka wrażliwość na zmianę ceny paliwa - Wysokie koszty uprawnień do emisji CO₂ w przypadku większych systemów - Emisja zanieczyszczeń 	<ul style="list-style-type: none"> + Wykorzystanie istniejącego majątku wytwórczego + Elastyczność pracy i sprawność można zwiększyć dzięki wykorzystaniu magazynu ciepła
5	Kocioł gazowy	3633	<ul style="list-style-type: none"> - Wysokie koszty uprawnień do emisji CO₂ w przypadku większych systemów - Paliwo niemal w całości importowane 	<ul style="list-style-type: none"> + Niskie nakłady inwestycyjne + Elastyczność + Relatywnie niska emisja CO₂ i zanieczyszczeń w stosunku do kotła węglowego

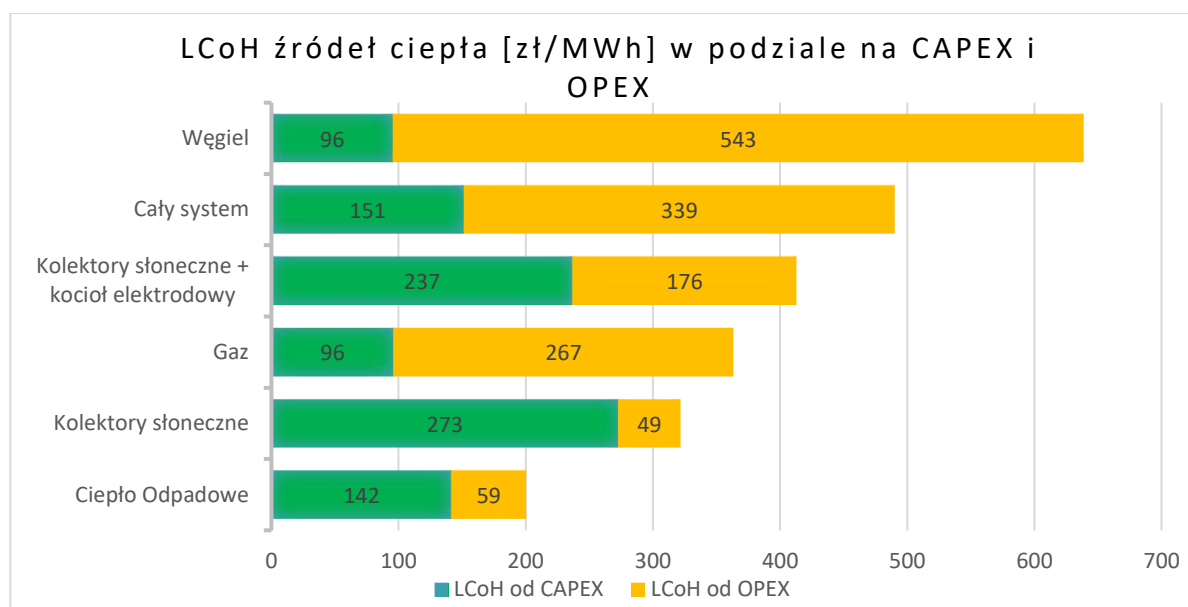
Nie wolno wykluczać innych, niewymienionych w tabeli, a dotychczas uznawanych za pierwszoplanowe, technologii dla ciepłownictwa, takich jak spalanie biomasy, wykorzystanie kogeneracji gazowej, które również mogą znaleźć zastosowanie jako źródła zwiększające udział OZE lub przybliżające system ciepłowniczy do stanu systemu efektywnego. Możliwości zastosowania tych źródeł winna być każdorazowo zbadana, jednak w związku z fluktuacjami cenowymi oraz możliwą ograniczoną

² Podano przykład wysokotemperaturowego ciepła odpadowego rozumianego jako strumień ciepła, który możliwy jest od odebrania bez wykorzystania pompy ciepła, gdy temperatura źródła jest wyższa niż średnia temperatura powrotu. Źródła ciepła odpadowego o niższej temperaturze (np. 45°C) również są możliwe do zagospodarowania, jednak wyższe nakłady inwestycyjne oraz wyższe koszty O&M, wynikające z konieczności napędzania pompy ciepła, sprawiają, że jest to dużo mniej preferowane rozwiązanie.

³ Przy uwzględnieniu odpowiedniej części kosztów związanych z magazynem ciepła

dostępnością certyfikowanej biomasy czy też ew. ograniczeń w dostawach gazu ziemnego, wykorzystanie tych paliw nie jest rekomendowane w pierwszej kolejności. Źródła oparte na technologiach przejściowych, tak jak dobrze utrzymane kotły węglowe nie powinny być zatem wykluczane, przynajmniej w pierwszym etapie modelowania systemu lub w momencie, gdy tańsze źródła nie są dostępne. W szczególności źródła węglowe mają w transformacji niebagatelną rolę do spełnienia jako źródła podszczytowe, z pracą wspieraną magazynem ciepła.

Najważniejszym czynnikiem kształtującym udział poszczególnych źródeł w końcowym miksie ciepłowniczym jest koszt, po jakim dane źródło jest w stanie produkować energię, który można wyrazić jako LCoH.



Rysunek 2. Porównanie prognozowanych uśrednionych kosztów ciepła z poszczególnych źródeł w referencyjnym studium przypadku. Opracowanie: IEO.

Ważną cechą danego źródła ciepła jest jego zależność od nakładów inwestycyjnych (CAPEX) oraz kosztów operacyjnych (OPEX). Im większy wpływ kosztów operacyjnych na LCoH, tym trudniejsza do przewidzenia jego ostateczna wartość, która wymaga uwzględnienia prognozy zmiennych cen nośników energii. Dlatego wykorzystanie najdroższego obecnie zeroemisyjnego ciepła geotermalnego też może być uwzględnione w wybranych lokalizacjach i przy intensywnej pomocy publicznej (dotacje do nakładów inwestycyjnych), gdyż nie ekspozuje ciepłowni na niepewności związane z cenami paliw i kosztów polityki klimatycznej.

Mówiąc o ustalaniu hierarchii źródeł, mamy na myśli taki dobór poszczególnych elementów systemu, który maksymalizuje zdefiniowaną na wstępie funkcję celu – obniżenie LCoH i wypełnienie zobowiązań prawnych oraz zmniejszanie ryzyka inwestycyjnego. W przypadku jednak sterowania już wybudowanym, wielopaliwowym układem, jedyną kwestią wpływającą na priorytet pracy poszczególnych elementów układu to koszt krańcowy produkcji ciepła, czyli przyrost kosztu produkcji wywołany przez zwiększenie generacji ciepła w danym źródle i momencie. W wybranej chwili, w szczególności dzięki posiadaniu magazynu ciepła, będziemy maksymalizowali wykorzystanie tego źródła, które będzie generowało jak najmniejszy koszt.

Ustalenie hierarchii źródeł to dopiero początek w konfigurowaniu i projektowaniu nowego systemu ciepłowniczego. Nawet jeśli określimy preferowaną drogę dojścia do ESC i systematycznego zwiększania udziału OZE, może się okazać, że pojawią się na niej różnego typu ograniczenia. Zbiór wszystkich tych ograniczeń można nazwać warunkami brzegowymi. Można je ogólnie podzielić na pięć kategorii, czyli na ograniczenia związane z warunkami (i) formalnoprawnymi, (ii) przestrzennymi, (iii)

infrastrukturalnymi, (iv) finansowymi oraz (v) ograniczeniami narzucanymi podczas projektowania przez PEC.

Weryfikacja założeń i rozwiązań technicznych z wykorzystaniem TRNSYS

Założenia dotyczące hierarchii wyboru zero- lub niskoemisyjnych źródeł ciepła i ograniczenia prawne, lokalizacyjne, infrastrukturalne i finansowe tworzą ramy do symulacji TRNSYS, które służą weryfikacji koncepcji modernizacji ciepłowni i optymalizacji wielkości (mocy) i reżimów pracy poszczególnych źródeł ciepła. Symulacje TRNSYS w szczególności pomagają w udzieleniu odpowiedzi na szereg pytań, w tym np.:

1. Jakie nowe źródła wytwórcze wybrać?
2. Jak dobrać wielkości nowych źródeł wytwórczych?
3. Jaka jest optymalna wielkość, kształt i wymiary sezonowego magazynu ciepła?
4. Jaki jest optymalny algorytm sterowania źródłami wytwórczymi?
5. Które z obecnych źródeł ciepła (kotłów) odstawić, pozostawić jako rezerwowe lub włączyć do bilansowania systemu?

Wykonanie symulacji jest szczególnie ważne dla nowych źródeł wytwórczych. Proponowane nowe źródła często nie pracują wtedy, gdy występuje zapotrzebowanie na ciepło od strony odbiorców, ale gdy występują sprzyjające warunki dla pracy danego źródła. Dla źródeł pogodozależnych, takich jak kolektory słoneczne czy instalacje PV, czas i efektywność pracy są podyktowane wielkością natężenia promieniowania słonecznego. Podobny problem występuje dla kotła elektrodowego, który będzie produkował ciepło, gdy ceny energii elektrycznej są niskie (wysoka generacja wiatrowa), a kogeneracja będzie pracować, gdy ceny sprzedaży energii elektrycznej są wysokie. Dlatego tak ważne jest zamodelowanie magazynu ciepła, który zapewni możliwość pracy źródeł działających nie ze względu na chwilowe zapotrzebowanie na ciepło, ale ze względu na sprzyjające warunki pogodowe i ekonomiczne.

Warunki brzegowe, dają jasne zakresy wartości, w których symulacja może przebiegać. W celu lepszego zobrazowania weryfikacji technicznej proponowanych rozwiązań w TRNSYS posłużono się przykładem przedsiębiorstwa energetyki ciepłej (PEC) średniej wielkości. Zwrócono uwagę jedynie na dwa aspekty analizowane z wykorzystaniem dzięki symulacjom TRNSYS: wymiarowanie nowych źródeł i magazynu ciepła oraz sterowanie źródłami ciepła.

Wybór i wymiarowanie nowych źródeł oraz magazynu ciepła

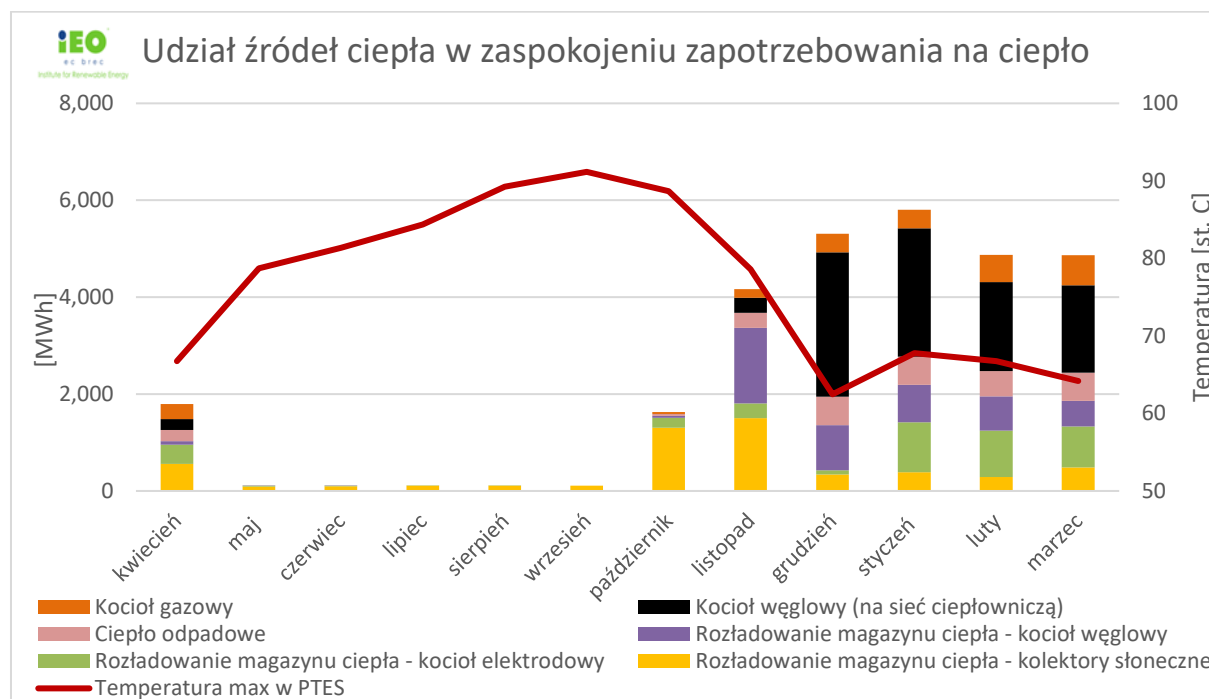
Poniżej przedstawiono analizy przeprowadzone dla konkretnego przykładu, opartego o rzeczywiste dane, w którym po uwzględnieniu warunków brzegowych wybrano następujące źródła wytwórcze współpracujące z magazynem ciepła typu PTES:

- Kolektory słoneczne
- Kocioł elektrodowy
- Ciepło odpadowe

Przyjęto, że modelowanej ciepłowni pracuje obecnie kocioł węglowy o mocy nominalnej 15 MW i kotły gazowe o mocy nominalnej 2,8 MW. Założono, że dzięki bliskości zakładu przemysłowego będzie możliwość pozyskania w sezonie grzewczym ciepła odpadowego o stałej mocy 2,5 MW. Założono również, że ciepłownia będzie miała możliwość przyłączenia od sieci kotła elektrycznego o mocy 4 MW. Kluczowym dylematem było określenie wielkości (mocy) kolektorów słonecznych i objętości magazynu ciepła, który może obsłużyć prace wszystkich źródeł w systemie z preferencją generacji dla źródeł najtańszych.

Analizy przestrzenne wskazały, że PEC w wybranej lokalizacji będzie mieć dostęp do znaczących terenów pod budowę nowych źródeł ciepła. Zdecydowano się je przeznaczyć pod kolektory słoneczne i zagłębionego w ziemi wodnego magazynu ciepła PTES o dużej pojemności magazynowania ciepła w długich cyklach sezonowych. Dostęp terenu był punktem wyjścia dla doboru wielkości tych elementów systemu. Znając to ograniczenie, proces optymalizacji rozpoczęto od doboru wielkości (relacji) PTES i kolektorów słonecznych. Dalsza optymalizacja samego PTES dotyczyła m.in. wyboru jego geometrii [5], grubości izolacji termicznej [6], głębokości czy wielkości nasypu.

Użycie sezonowego magazynu ciepła pozwala znacznie zwiększyć pole kolektorów słonecznych, czyli pozwala na przeniesienie nadmiaru (w stosunku do zapotrzebowania na CWU) produkcji ciepła z sezonu letniego na sezon grzewczy. Ale duży magazyn ciepła pozwala także na wykorzystanie jego pojemności do zoptymalizowania pracy innych źródeł. W tym przypadku chodziło w szczególności o kocioł elektrodowy i kocioł węglowy. W kolejnych krokach dobierano objętość PTES ze względu na kocioł elektrodowy i kocioł węglowy, tak aby dzięki PTES zapewnić zbilansowanie generacji i potrzeb ciepłych w okresie całego roku – rysunek.



Rysunek 3 Udział źródeł ciepła w zaspokojeniu zapotrzebowaniu na ciepło oraz temperatura w najwyższej warstwie sezonowego magazynu ciepła.

Różnice pomiędzy zapotrzebowaniem na ciepło i dostawami ciepła z magazynu są pokrywane dogrzewami gazowymi i węglowymi. Symulacje TRNSYS potwierdzają, że system jest w każdym momencie roku zbilansowany, ale dają też różne możliwości sterowania (dalszej optymalizacji) pracą źródeł, tak aby minimalizować koszty i/lub zwiększać udziału ciepła z OZE.

Sterowanie źródłami ciepła

Ograniczeniem przy ustalaniu sterowania dla kotła węglowego są jego możliwe do osiągnięcia warunki eksploatacyjne i tzw. minimum techniczne. Głównym ograniczeniem było minimalne i maksymalne obciążenie, z jakim kocioł może pracować, biorąc pod uwagę zmianę zapotrzebowania na ciepło i zmienną generację z innych źródeł.

W najprostszym założeniu kocioł węglowy w tzw. merit order będzie pracował jako trzecie źródło, zaraz po sezonowym magazynie ciepła i ciepłe odpadowym. Jednak dodanie dodatkowych źródeł przed kotłem węglowym powoduje, że wymagana moc źródła okresowo spada poniżej dopuszczalnego minimalnego obciążenia kotła, co spowodowałoby częstsze wyłączenia (odstawione do gorącej rezerwy) kotła węglowego oraz częstsze włączenia kotła gazowego. Udział kotła węglowego w produkcji ciepła w analizowanym przypadku wyniósłby wtedy 24%, a udział kotła gazowego aż 44%. Ze względu na wyższe ceny gazu ziemnego niż węgla kamiennego takie rozwiązanie byłoby niekorzystne⁴.

W przypadku kotła węglowego rozwiązaniem problemu spadku wymaganej mocy źródła poniżej minimalnego obciążenia jest przekierowanie części ciepła z kotła węglowego do sezonowego magazynu PTES. W symulacji w każdym kroku czasowym jest obliczana wymagana moc kotła węglowego na podstawie wymaganej temperatury na zasilaniu. Jeżeli obliczona (wymagana) moc kotła

⁴ Omawiana analiza została przygotowana w 2022 roku, obserwując wysokie, bieżące oraz terminowe ceny gazu ziemnego. Na tej podstawie przyjęto założenie o minimalizacji wykorzystania gazu.

węglowego zawiera się w jego zakresie technicznym, to kocioł jest załączany. Jeżeli wyliczone obciążenie kotła jest z zakresu 3-6 MW, kocioł węglowy jest włączany z mocą odpowiadającą minimum technicznemu: 6 MW. W tym wypadku nadmiarowe ciepło jest kierowane do sezonowego magazynu ciepła. Dla zakresu obciążenia 0-3 MW kocioł węglowy jest wyłączany, a zapotrzebowanie na ciepło jest pokrywane przez szczytowe źródło wytwórcze – kocioł gazowy.

W przypadku pracy kotła elektrodowego jego sterowanie jest podyktowane cenami energii elektrycznej (w szczytach generacji wiatrowej), a nie zapotrzebowaniem od strony odbiorców, a więc także do poprawnej i ekonomicznie uzasadnionej pracy kotła jest wymagany magazyn ciepła. W tym przypadku jest dostępnych kilka wariantów sterowania pracą tego źródła ciepła. Ograniczeniem była dostępna moc przyłączeniowa.

Optymalizacja w zakresie wymiarowania, sterowania oraz wyboru źródeł podszczytowych, szczytowych i rezerwowych w analizowanym przypadku pozwoliła na podniesienie udziału OZE z ciepłem odpadowym w analizowanym systemie ciepłowniczym do niemal 50% i ograniczeniu udziału gazu do 8%, przy minimalizacji uśrednionych kosztów ciepła.

Modelowanie systemów ciepłowniczych w programie TRNSYS pozwala na optymalną konfigurację źródeł, zwymiarowanie elementów systemu według kryteriów technicznych i ekonomicznych, weryfikację pracy całego systemu oraz możliwość sprawdzenia różnych wariantów sterowania poszczególnymi elementami systemu. Stworzony w TRNSYS model cyfrowy systemu pozwala na modyfikacje i zmiany dostosowawcze na każdym etapie realizacji inwestycji z uwzględnieniem np. wyników zapytań ofertowych, istotnych zmian cen urządzeń i nośników energii itp. Zmiany mogą wpłynąć na wielkość, konfigurację i reżim pracy poszczególnych źródeł ciepła, prace projektowe i realizacyjne.

Model ekonomiczny

Analizy ekonomiczne mogą być zwieńczeniem procesu przygotowania do inwestycji. Są elementem studium wykonalności i biznesplanu oraz mogą stanowić podstawę do podjęcia przez zarząd PEC decyzji o rozpoczęciu prac nad modernizacją ciepłowni – tzw. final investment decision (FID).

Dla przedmiotowej inwestycji oczekiwane LCoH wynosi 490 zł/MWh (136 zł/GJ). Wartość ta w ok. 1/3 determinowana jest przez wysokość początkowych nakładów inwestycyjnych (CAPEX). LCoH wykazuje wysoką wrażliwość na koszty finansowania (wynosząca niemal +2). Niskie wartości elastyczności cen nośników energii, świadczą o dużej odporności zaprojektowanego systemu na zmienną sytuację rynkową.

Prace w tym punkcie mogą być prowadzone równoległe z optymalizacją techniczną (symulacje TRNSYS) i wpływać na ostateczną konfigurację, wielkość i moc źródeł oraz ich hierarchię pracy w systemie ciepłowniczym. W zależności od zmian cen nośników energii, kosztów uprawnień do emisji CO₂, kosztów kapitału (będących pochodną inflacji), dostępu do dotacji możliwe są korekty założeń technicznych projektowanej ciepłowni. Zmienność otoczenia powoduje, że model ekonomiczny powinien być elastyczny i mocno powiązany z otwartym na zmiany i modyfikacje (dzięki TRNSYS) modelem technologicznym ciepłowni.

Podsumowanie

Opracowanie ma na celu pokazanie, że szybkie (wymóg współczesnych czasów), dobrze zaplanowane (wymóg bezpieczeństwa pracy ciepłowni) i całkowicie akceptowane ekonomicznie (wymóg odbiorców ciepła) przechodzenie z węgla na zeroemisyjne OZE w ciepłowniach miejskich (bez ryzyka przeinwestowania w technologie przejściowe) jest możliwe. Nie chodzi jednak o szybki przeskok z węgla do wyłącznie źródeł zeroemisyjnych V generacji, ale o planowe zwiększanie udziałów OZE, tak aby w pierwszym etapie (2025 rok) możliwe było dojście do minimum 35-50% udziałów ciepła z OZE i (dzięki modularności źródeł) dalsze zwiększanie tych udziałów.

Punktem wyjścia do modernizacji ciepłowni w kierunku zwiększania udziałów OZE i uzyskania statusu ESC powinna być analiza techniczno-ekonomiczna oparta na realnych szansach i ograniczeniach. Rosnące wymagania dekarbonizacyjne i proefektywnościowe oraz aktualna sytuacja ekonomiczna nie pozwalają na wskazanie jednego rozwiązania technologicznego, które pozwoli rozwiązać problem

wysokiej emisyjności polskiego ciepłownictwa. Do wstępnych analiz konieczna jest szersza lista technologii i szersza paleta działań inwestycyjnych rozpisanych i modyfikowanych w czasie, stosownie do rosnących wymogów prawnych, regulacji i dostępu do źródeł finansowania. Takie możliwości prowadzenia optymalizacji projektów modernizacji ciepłowni i procesów zarządzania jej pracą oraz elastycznego reagowania inwestorów na zmiany cen dostaw paliw i urządzeń daje model cyfrowy obecnej i przyszłościowej ciepłowni w środowisku TRNSYS.

Bibliografia

- [1] Instytut Energetyki Odnawialnej, *Projektowanie i optymalizacja systemu ciepłowniczego z OZE i magazynami ciepła. Wykorzystanie metodologii „digital twin” i modelowania TRNSYS.*, 2023
URL: <https://ieo.pl/pl/raporty-i-artkuly-ieo-oze-w-polskim-cieplownictwie/1638-test>
- [2] RAFAKO INNOVATION i EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej, *Rekomendacja Wykonawcy – dobre praktyki transformacji system ciepłowniczego w kierunku OZE, Ciepłownia Przyszłości, czyli system ciepłowniczy z OZE, GHI Green Heat and Storage Integrator*, 2022,
URL: <https://www.gov.pl/attachment/f0d7887d-4231-4584-a876-58a4707d67b9>.
- [3] G. Wiśniewski i inni, *Modelowanie systemów ciepłowniczych z OZE na potrzeby wymiarowania magazynów ciepła*, Energetyka Ciepła i Zawodowa 4/2022
- [4] G. Wiśniewski (red.), *Opracowanie krzywej referencyjnej kosztów ciepła do określania wymaganego i uzasadnionego poziomu wsparcia dla inwestycji OZE w systemach ciepłowniczych*. Ekspertyza Instytutu Energetyki Odnawialnej dla Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, 2019
- [5] G. Gauthier, *Benchmarking, and improving models of subsurface heat storage dynamics. Comparison of Danish PTES and BTES installation measurements with their corresponding TRNSYS models*. GEOTHERMICA – ERA NET Cofund Geothermal. 47 pp., 2020
- [6] International Energy Agency, *Design Aspects for Large-scale Aquifer and Pit Thermal Energy Storage for District Heating and Cooling*, 2018