
Warszawa 27 maja 2024

Koncepcja dekarbonizacji ciepłownictwa systemowego wg NCBR

Opracowano w ramach konsultacji

„Krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu do 2030 roku”.

Autorzy:

Andrzej Gutowski

Marcin Popkiewicz

Wojciech Racięcki

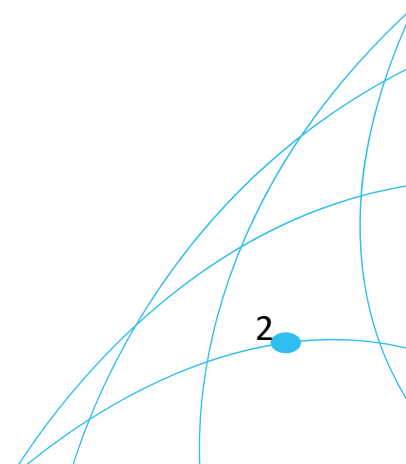
Mariusz Skwarczyński

Aneta Więcka

Paweł Zienowicz

Spis treści

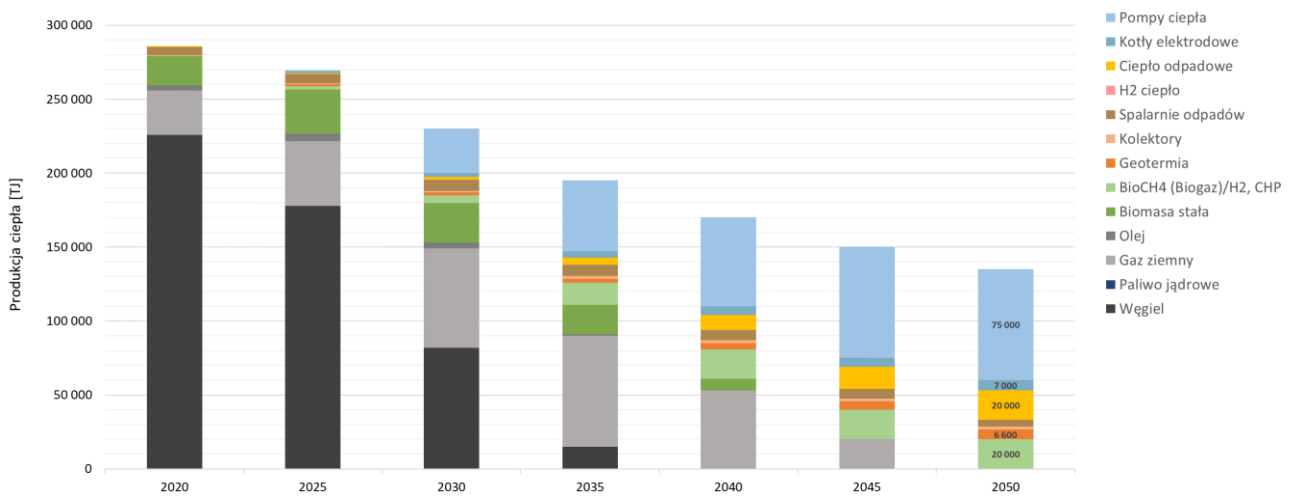
1.	Transformacja polskiego ciepłownictwa do 2050 r.	3
1.1.	Zapotrzebowanie na ciepło systemowe, rola efektywności energetycznej	3
1.2.	Nowy system energetyczny, integracja sektorów i rola ciepłownictwa	3
1.3.	Scenariusz zmian do 2050 r.....	6
1.4.	Ciepłownictwo systemowe w dużych miastach.....	9
1.5.	Nowa usługa systemów ciepłowniczych – dostarczanie chłodu.....	9
2.	Koszty realizacji scenariusza WAM NCBR	10
2.1.	Porównanie kosztów scenariusza WAM NCBR ze scenariuszem PTEZ	10
3.	Uwagi do scenariusza WEM KPEiK	12
4.	Plan działania w celu transformacji ciepłownictwa systemowego	13
5.	Załącznik 1: Zapotrzebowanie na ciepło sieciowe	15
6.	Załącznik 2: Źródła ciepła w systemach ciepłowniczych, stan na 2050 r.	18
7.	Załącznik 3. Szczegółowe zestawienie kosztów scenariusza WAM NCBR.....	25
8.	Załącznik 4. Postulowane zmiany w KPEiK	29



1. Transformacja polskiego ciepłownictwa do 2050 r.

Zachowawcze modelowanie charakterystyczne dla scenariusza WEM (With Existing Measures), musi zostać zastąpione bardziej ambitnym podejściem opisanym w scenariuszu WAM (With Additional Measures).

Prognozę zapotrzebowania na ciepło sieciowe do 2050 r. w scenariuszu WAM wg rekomendacji NCBR zaprezentowano na poniższym wykresie:



Rysunek 1. *Produkcja ciepła w ciepłownictwie systemowym, zgodnie ze scenariuszem WAM NCBR*

W niniejszej sekcji przedstawione zostały kluczowe wnioski. Szczegółowe informacje zostały zamieszczone w załącznikach.

1.1. Zapotrzebowanie na ciepło systemowe, rola efektywności energetycznej

Szacujemy spadek zapotrzebowania na ciepło sieciowe do 2050 roku w scenariuszu WAM do poziomu 50% obecnego, z 265 000 do 135 100 TJ/rok, uważając to oszacowanie za mocno konserwatywne. Należy podkreślić, że nie uwzględniono tu zmiany liczby odbiorców (czy to w wyniku podłączania nowych, czy też w wyniku odłączania od sieci dotychczasowych odbiorców – także tych przechodzących do lokalnych mikrosieci). Więcej w Załączniku 1: Zapotrzebowanie na ciepło systemowe.

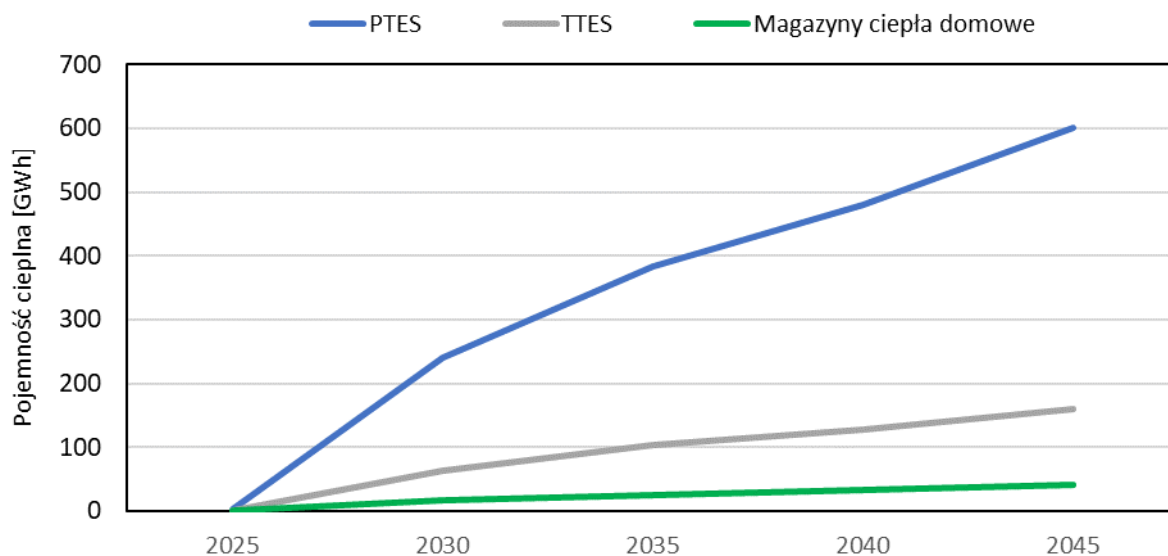
1.2. Nowy system energetyczny, integracja sektorów i rola ciepłownictwa

Konieczne jest postrzeganie ciepłownictwa jako składowej systemu energetycznego, bazującego głównie na energii elektrycznej. Sektor ciepłowniczy nie powinien stanowić obciążenia systemu, lecz wspomagać go, z jednej strony wykorzystując nadwyżki energii w okresie jej nadprodukcji z pogodozależnych źródeł energii, z drugiej zaś dostarczając energię elektryczną w okresie jej niedostatecznej podaży.

Dotychczasowy model pozyskiwania energii za pomocą spalania chemicznych nośników energii (paliw kopalnych i biomasy) zostanie zastąpiony energią elektryczną ze źródeł wiatrowych, fotowoltaicznych i ew. elektrowni jądrowych. Ich dyspozycyjnym uzupełnieniem będą elektrownie gazowe, dla których bezemisyjnym paliwem będą biometan i wodór. Rolę krótkoterminowych (skala czasowa godzin) magazynów energii będą pełniły elektrownie szczytowo-pompowe (ESP) i magazyny bateryjne. Średnioterminowymi magazynami energii (skala czasowa dni) będą magazyny ciepła. Długoterminowymi zaś magazyny oparte o nośniki chemiczne, takie jak biometan i wodór. Elektryfikacja gospodarki będzie dotyczyła prawie wszystkich sektorów (włącznie z ogrzewaniem budynków, transportem lądowym i przemysłem). W pozostałych, takich jak: lotnictwo, żegluga dalekomorska, wojsko, procesy przemysłowe np. rafinerie czy produkcja nawozów, wykorzystywany będzie wodór wytwarzany w procesie elektrolizy. Nastąpi integracja sektorów, w której zelektryfikowane ciepłownictwo będzie odgrywało istotną rolę.

Model docelowego polskiego systemu energetycznego przygotowano bazując na [scenariuszu Symulatora Systemu Energetycznego NCBR](#) z 4 GW energetyki jądrowej i roczną produkcją 2,3 mln ton wodoru.

Zapotrzebowanie na ciepło przez centralne ogrzewanie i ciepłą wodę użytkową (CO+CWU), wysokie zimą, niższe w pozostałej części roku, w polskich warunkach klimatycznych jest dobrze skorelowane z potencjałem dostaw energii z turbin wiatrowych. Pomimo tego, że wiatr jest źródłem pogodozależnym (zdarzają się okresy bezwietrzne), dostaw ciepła nie można zaprzestać. Z tego powodu istotną rolę w ciepłownictwie będą odgrywały magazyny ciepła. Według szacunków NCBR łączna pojemność magazynów ciepła wyniesie co najmniej 800 GWh. Głównie będą to magazyny typu PTES, wystarczające do zmagazynowania ciepła na okres około tygodnia. Zasilane będą pompami ciepła oraz szczytowo przez kotły elektrodowe, pracujące w okresach nadprodukcji energii elektrycznej, a więc jej niskich cen w ramach taryf dynamicznych. W systemie energetycznym z dużymi mocami OZE okresy nadprodukcji będą częstym zjawiskiem. Nadwyżkami energii elektrycznej należy ładować magazyny ciepła, aby uniknąć konieczności odłączania źródeł energii OZE. Gdy podaż energii w systemie elektroenergetycznym będzie niewystarczająca, ciepło do celów grzewczych będzie pobierane z magazynów. Wtedy też będą uruchamiane dyspozycyjne elektrownie gazowe, których paliwem będą biometan i wodór.



Rysunek 2. Pojemność magazynów ciepła w scenariuszu WAM NCBR

Do zbilansowania źródeł energii elektrycznej z zapotrzebowaniem, wykorzystywane będą elektrociepłownie gazowe o mocy łącznej około 25 GW_e, dostarczające w ciągu roku 5-10 TWh energii elektrycznej i pracujące z niskim współczynnikiem wykorzystania mocy rzędu 3-4%. Przy średniej sprawności elektrycznej 40-45% spalać będą około 1,5-2,5 mld m³ biometanu rocznie (głównie w zależności od wpływających na dostępność energii OZE warunków pogodowych w danym roku).

Roczny potencjał pozyskania biometanu w Polsce z odpadów to ok. 3-5 mld m³ ([raport NCBR](#)), z czego ok. 2 mld m³ zostanie wykorzystanych do celów stabilizacji sieci elektroenergetycznej.

W przypadku pracy 80% instalacji w kogeneracji, przy założeniu mocy 15-20 GW_e, do sieci ciepłowniczych zostanie wprowadzone 25 000 - 30 000 TJ ciepła. Do zasilania pomp ciepła i kotłów elektrodowych potrzebne będzie łącznie 10 GW_e mocy elektrycznej. W tym 4 GW_e dla pomp ciepła o mocy 6 GW_t, przy dużym udziale powietrznych pomp ciepła pracujących podczas mrozów ze współczynnikiem COP≈1,5 oraz 6 GW dla kotłów elektrodowych¹. W docelowym systemie wykorzystywane będą również hybrydowe, wieloźródłowe pompy ciepła dla których dolnym źródłem będzie powietrze, magazyn ciepła lub inne, wykorzystywane w zależności od warunków, temperatur i obciążenia sieci elektroenergetycznej. W efekcie w rzeczywistym systemie zarówno współczynnik COP pomp ciepła, jak również ich moc powinny być wyższe od zakładanych w kalkulacji WAM NCBR. Przy ograniczeniu przepustowości doprowadzonych do ciepłowni linii przesyłowych do poziomu mocy potrzebnej do zasilania pomp ciepła i kotłów elektrodowych (łącznie 10 GW_e), moc elektryczna zainstalowanych w nich bloków gazowych powinna również być na poziomie 10 GW_e. W takim przypadku, przy priorytetowym uruchamianiu tych bloków, ilość dostępnego ciepła z kogeneracji wyniesie około 15 000 TJ.

Przyłącza o mocy 10 GW to absolutne minimum z punktu widzenia zarówno energii do zasilania pomp ciepła i kotłów elektrodowych jak i wyprowadzenia mocy gazowych bloków kogeneracyjnych. Ze względu na korzyści związane z lokalizowaniem elektrowni gazowych jako część sieci ciepłowniczych warto zwiększyć tę moc do kilkunastu GW.

Przy zbliżonej mocy cieplnej pomp ciepła i kotłów elektrodowych (pracujących w okresach nadpodaży energii, czyli niskich cen) na poziomie 6 GW_t dostarczą one odpowiednio 75 000 i 7 000 TJ ciepła. Średni współczynnik wykorzystania mocy pomp ciepła wyniesie w takiej sytuacji 40%, a kotłów elektrodowych 4%. Przy zastosowaniu pomp ciepła o trochę mniejszej mocy 4 GW_t, ich średni współczynnik wykorzystania mocy wyniesie około 60% - scenariusz taki jest tańszy inwestycyjnie, lecz operacyjnie będzie oznaczał konieczność sięgania po droższą energię elektryczną z sieci.

Energia dostarczana do sieci ciepłowniczej przez pompy ciepła oraz kotły elektrodowe i kogenerację uzupełniona zostanie ciepłem odpadowym oraz na mniejszą skalę ciepłem z geotermii, spalarni odpadów i kolektorów słonecznych. Docelowo nie przewidujemy spalania biomasy stałej na potrzeby produkcji ciepła systemowego. Wyjątkiem jest biomasa odpadowa, w szczególności ta, której zagospodarowanie zmniejsza ślad środowiskowy. Szczególnie istotną rolę grają tu biogazownie, mogące wykorzystywać odpady, które obecnie stanowią problem. Na przykład odchody z ferm bydłych, świńskich czy kurzych. Z biogazu można usunąć dwutlenek węgla oraz całą resztę domieszek, uzyskując łatwy w magazynowaniu biometan.

¹ Przy zastosowaniu pomp ciepła, dla których dolnym źródłem ciepła będzie grunt (łącznie z magazynami ciepła BTES – *Borehole Thermal Energy Storage*) lub woda (odzysk ciepła ze ścieków lub naturalnych zbiorników wodnych) współczynnik COP będzie wyższy niż dla pomp powietrznych, szczególnie w chłodniejsze dni. Tym niemniej, ze względu na niższy koszt, przewidujemy dominujący udział powietrznych pomp ciepła – jest tak nawet w znacznie chłodniejszych od Polski krajach skandynawskich.

Biomasa powinna być wykorzystywana tam, gdzie ma największą wartość dla gospodarki. Spalanie biomasy w celu generowania ciepła niszczy zawarte w niej biogeny i generuje CO₂ do atmosfery.

Biomasa to chemiczny nośnik energii i poniekąd najprostszy zastępnik paliw kopalnych: w ramach redukcji emisji chce ją spalać sektor energetyczny, ciepłowniczy, produkcyjny oraz konsumenci instalujący w swoich domach kotły na biomasę. Jednak ilość dostępnej biomasy, w szczególności drewna, jest zbyt mała, by można ją było kierować do wszystkich sektorów gospodarki. W miarę zaś przyspieszania odchodzenia od paliw kopalnych oraz wzrostu priorytetu redukcji emisji i ochrony ekosystemów, konieczne będzie kierowanie biomasy tam, gdzie ma to największy sens dla gospodarki i gdzie najtrudniej będzie poradzić sobie bez biomasy. Oprócz branż tradycyjnie korzystających z biomasy (materiały budowlane, meble, papier itp.) wraz z odchodzeniem od paliw kopalnych, biomasa stanie się niezbędna w zielonej chemii jako wsad w miejsce ropy i gazu ziemnego przy produkcji tworzyw sztucznych, smarów, farb, lakierów i innych produktów rafineryjnych.

Podsumowując: zapotrzebowanie na ciepło sieciowe w 2050 r. w ilości 135 100 TJ rocznie zostanie zaspokojone w następujący sposób:

Źródło ciepła	Energia [TJ]	Moc urządzeń GWt
Pompy ciepła	75 000	6
Kotły elektrodowe	7 000	6
Kogeneracja biometanowa/wodorowa	20 000	10
Ciepło odpadowe	20 000	0,6
Geotermia	6 600	0,2
Spalanie odpadów	4 500	0,1
Kolektory słoneczne	2 000	1
Łącznie	135 100	24

Bardziej szczegółowe informacje zamieszczono w Załączniku 2: Źródła ciepła w systemach ciepłowniczych, stan na 2050 r.

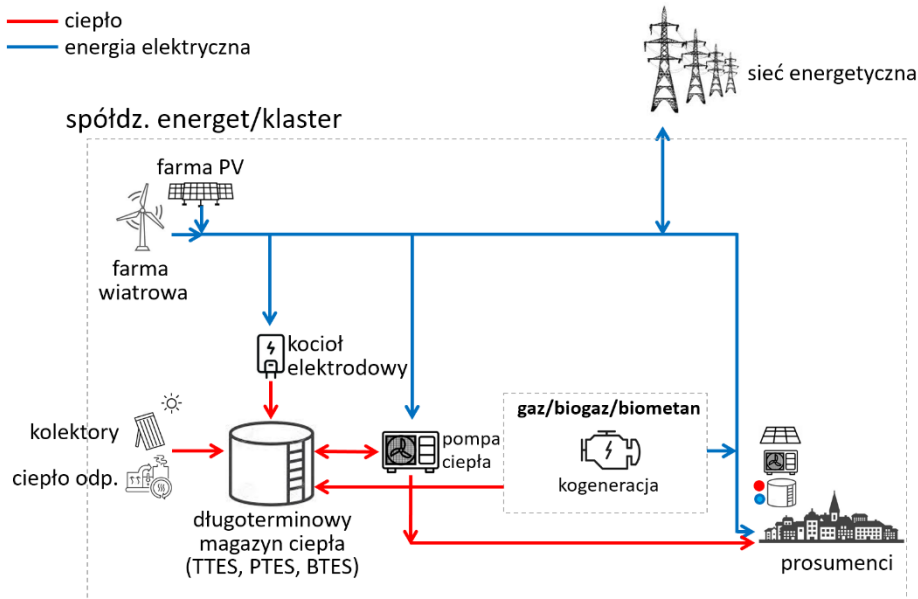
1.3. Scenariusz zmian do 2050 r.

Powinniśmy zastępować bloki węglowe gazowymi, głównie kogeneracyjnymi (elektrociepłownie) wbrew opinii, że „błękitne paliwo” to przeżytek. Gaz daje nam optymalną możliwość jak najszerzego wykorzystania OZE w systemie energetycznym. Daje też potrzebną systemowi elastyczność. W sytuacji powstawania nadwyżek mocy z OZE współczesne elektrociepłownie będą zasilaty sieć ciepłowniczą energią z nich poprzez pompy ciepła. Kiedy OZE produkować będą mniej, wówczas źródła gazowe i biogazowe dadzą brakującą moc do systemu energetycznego.

Grzegorz Onichimowski, prezes PSE, wypowiedź z kwietnia 2024 r.

Stan docelowy to większościowy udział ciepła z pomp ciepła i kotłów elektrodowych, zasilanych głównie energią wiatrową (szczególnie w okresach jej nadpodaży) i współpracujących z sieciami ciepłowniczymi z niskotemperaturowymi magazynami ciepła. Dodatkowo do sieci ciepłowniczych i magazynów, w miarę możliwości i dostępności, będzie kierowane ciepło z innych źródeł – odpadowe, z geotermii i spalarni odpadów. W systemie energetycznym muszą też

znaleźć się bazujące na bezemisyjnych paliwach źródła dyspozycyjne (elektrownie biogazowe) o dużej mocy (rzędu 25 GW), ale pracujące jedynie przez krótki czas (średni współczynnik wykorzystania mocy 3-4%).



Schemat elektrociepłowni z magazynem ciepła, z dyspozycyjną kogeneracją gazową. Po stronie odbiorców energii elektrycznej mogą być stosowane dodatkowe lokalne źródła energii, pompy ciepła oraz magazyny ciepła/chłodu (oznaczone odpowiednio czerwoną i niebieską kropką przy ikonie lokalnego małego magazynu u spółdzielcy). Sercem ciepłowni jest magazyn ciepła. Gdy farmy wiatrowe i fotowoltaiczne wytwarzają więcej energii elektrycznej niż wynosi zapotrzebowanie, zasilany jest magazyn za pośrednictwem pomp ciepła i grzałek. Gdy w systemie występują niedobory energii i konieczne jest uruchomienie dyspozycyjnych źródeł, włączany jest pracujący w kogeneracji blok gazowy, a ciepło odprowadzane do sieci.

Rysunek 3. Schemat elektrociepłowni z magazynem ciepła, z dyspozycyjną kogeneracją gazową

Zrealizowanie takiego systemu wiąże się z koniecznością rozwiązania kilku zidentyfikowanych problemów, które zostaną omówione, a następnie zaproponowane rozwiązania.

1. Sporadycznie pracujące elektrownie gazowe nie mają uzasadnienia ekonomicznego na zasadach rynkowych. Można oczywiście wprowadzić rozwiązania typu rynek mocy, ale warto minimalizować koszt inwestycji.
2. Istniejące przedsiębiorstwa energetyki ciepłej nie dysponują przyłączami koniecznymi do dostarczenia mocy elektrycznych niezbędnych dla zasilania pomp ciepła, a w szczególności kotłów elektroodowych mających w założeniu pobierać z sieci energetycznej duże ilości energii w okresach jej nadprodukcji przez OZE. Nie wszędzie jest też możliwe relatywnie szybkie przyłączenie ciepłowni do linii energetycznej.
3. Stosowane rozwiązania powinny być perspektywiczne i wpisane w przyjętą strategię. Inwestowanie w rozwiązania tymczasowe to zazwyczaj źle spożytkowane środki.

Dodatkowe wyzwania stawiane w okresie przejściowym:

- szybkie odejście od spalania węgla, z uwagi na wysokie emisje i koszt ETS,
- unikanie przeskalowania infrastruktury spalania biomasy stałej, ponieważ gdy instalacje zostaną wybudowane, powstanie olbrzymia presja na dalsze dostawy paliwa, odbierające biomasę innym sektorom gospodarki i ekosystemom,
- uniknięcie uzależnienia od spalania gazu ziemnego po 2040 r., kiedy to ceny ETS wzrosną.

W najbliższych latach konieczne jest wybudowanie nowych bloków gazowych, które muszą zapewnić ciągłość dostaw energii elektrycznej we współpracy z pogodozależnymi źródłami OZE. Bloki te powinny powstawać przy elektrociepłowniach jako typowe bloki kogeneracyjne, spalające gaz ziemny. Ze względu na ich docelowy krótki czas pracy będą to w większości turbiny gazowe OCGT o mocy od kilku- do kilkudziesięciu MW z kotłami odzysknicowymi. W dużych sieciach ciepłowniczych znajdą zastosowanie bloki CCGT o większej mocy, które dobrze sprawdzą się przy włączaniu na kilkudniowe zimowe okresy niższej produkcji z OZE.

Elektrociepłownie gazowe w początkowym okresie użytkowane będą w sposób typowy dla dotychczasowej pracy elektrociepłowni, dostosowując działanie do aktualnego zapotrzebowania na ciepło. W połączeniu z relatywnie niewielkimi i tanimi dobowymi magazynami ciepła, w słonecznej porze roku (od marca/kwietnia do września/października) będą pracowały w godzinach nocnych, uzupełniając instalacje fotowoltaiczne pracujące w godzinach dziennych. Taki sposób działania pozwoli na szybką spłatę inwestycji i zamortyzowanie bloków. Jednocześnie nie nastąpi nieakceptowalnie duży wzrost zużycia gazu ziemnego. Maksymalna ilość ciepła dostarczonego w ten sposób wyniesie 80 000 TJ rocznie, przy uwzględnieniu sprawności elektrowni i wykorzystaniu ciepła odpadowego. Przekłada się to na zużycie ok. 4 mld m³ gazu ziemnego, przy dodatkowym dostarczeniu do sieci 16 TWh dyspozycyjnej energii elektrycznej.

Budowane na potrzeby sieci ciepłowniczych bloki gazowe z początku będą spalały gaz ziemny, docelowo przechodząc na biometan i wodór. W miarę postępowania transformacji energetycznej moc instalacji nie ulegnie zmianie, stopniowo będzie tylko maleć ilość spalanego paliwa, a wraz z nią współczynnik wykorzystania mocy.

Ciepłownie znajdują się w miastach, gdzie dostępne są sieci elektroenergetyczne dużej mocy. Jeśli występują ograniczenia sieciowe (np. niewystarczająca moc transformatorów), należy priorytetowo dokonać modernizacji, biorąc pod uwagę ogólny znaczący wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną, związany między innymi z elektryfikacją transportu i innych sektorów (do 2050 r. wzrost trzykrotny względem stanu obecnego, patrz [scenariusz](#)).

Moc bloków gazowych, które należy wybudować, powinna być wielkością docelową, ze względu na potrzeby 2050 r., z uwzględnieniem spadku zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania. Należy również dostosować moc do potrzeb w okresie przejściowym, zanim w ciepłownictwie upowszechnią się sieci ciepłownicze typu 4/5G i pompy ciepła.

Bloki gazowe elektrociepłowni w systemie energetycznym 2050 r. będą pracowały nie wtedy, gdy będzie zapotrzebowanie na ciepło, lecz gdy będą niedobory energii elektrycznej w sieci (doładując przy tym magazyny ciepła). W okresach nadwyżek energii elektrycznej w sieci, będzie ona pobierana do zasilania pomp ciepła i kotłowni elektrodowych wprowadzających ciepło do sieci i magazynów ciepła. Będzie się to przyczyniać do stabilizacji systemu elektroenergetycznego.

Wraz z rozbudową energetyki wiatrowej ciepłownie będą wyposażane w pompy ciepła oraz kotły elektrodowe, pobierające z sieci energię elektryczną w okresach niskich cen. Przyłącze energetyczne, wcześniej wykorzystywane do wprowadzania do sieci energii elektrycznej z elektrociepłowni gazowej będzie teraz naprzemiennie służyć do pobierania energii. W ten sposób, gdy w sieci będzie nadpodaż ze źródeł pogodozależnych, ciepłownia będzie nadmiary wykorzystywać do ładowania magazynu ciepła, gdy zaś w sieci energetycznej będzie zbyt mało energii z tych źródeł, blok gazowy będzie uruchamiany, dostarczając energię elektryczną w okresach najwyższych cen. Wraz ze wzrostem mocy źródeł pogodozależnych (oraz uruchomieniem energetyki jądrowej) bloki gazowe będą pracowały coraz rzadziej, spalając coraz mniej paliwa (dostarczając przy tym energię w momentach jej niedoborów, czyli w okresach jej najwyższych cen). Wraz z rozwojem programu biogazowni i biometanowni (wprowadzających biometan do sieci gazowych z magazynami gazu) gaz ziemny będzie zastępowany biometanem. Docelowo ciepłownictwo systemowe stanowić będą elektrociepłownie bazujących na energii elektrycznej z magazynami ciepła, zamortyzowanymi blokami gazowymi dostarczającymi dyspozycyjnie energię elektryczną.

Ciepłownie OZE z dominującym udziałem energetyki wiatrowej

Odmiernym rozwiązaniem dla ciepłowni, w której nie jest możliwe szybkie wybudowanie przyłącza energetycznego, jest wykonanie instalacji ciepłowniczej off-grid, poprzez wybudowanie elektrowni wiatrowych połączonych z ciepłownią linią bezpośrednią. Elektrownia wiatrowa za pośrednictwem pomp ciepła i kotłów elektrodowych zasila magazyn ciepła. Instalacja powinna zostać uzupełniona o szczytowe źródło ciepła (najlepiej gazowe, ew. w okresie przejściowym przy braku możliwości szybkiego doprowadzenia sieci gazowej – biomasowe). Taka instalacja zapewni tanie ciepło bez dodatkowych dofinansowań (LCOH ok. 100 zł). Jednak systemowo efektywniejsze będzie wybudowanie przyłącza elektroenergetycznego umożliwiającego podłączenie do krajowej sieci energetycznej elektrowni wiatrowych i elektrociepłowni oraz zakup energii na potrzeby produkcji ciepła. Stanem końcowym będzie, podobnie jak wcześniej, ciepłownia bazująca na energii elektrycznej z OZE wyposażona w magazyny ciepła, jednak bez możliwości dyspozycyjnego dostarczania energii elektrycznej do sieci.

1.4. Ciepłownictwo systemowe w dużych miastach

Sieci ciepłownicze w dużych miastach dostarczają ogromne ilości ciepła. Transformacja ciepłownictwa systemowego na odnawialne źródła energii wymaga wprowadzenia istotnych zmian, w tym:

- priorytetowe obniżenie zapotrzebowania na ciepło budynków zasilanych z sieci ciepłowniczej,
- dostosowanie instalacji wewnętrznych do pracy w niższych reżimach temperaturowych,
- transformacja systemu ze scentralizowanego zasilania na rozproszony.

W takim scenariuszu główna sieć ciepłownicza będzie niskotemperaturowa 5G (ok. 45/25°C) i będzie stanowiła dolne źródło ciepła dla lokalnych systemów ciepłowniczych bazujących głównie na pompach ciepła i grzałkach oraz wyposażonych w lokalne magazyny ciepła. Pompy ciepła będą instalowane zarówno w ciepłowniach osiedlowych jak i przy budynkach. Analiza przeprowadzona dla Krakowa pokazuje spadek zapotrzebowania na ciepło z 2 000 MW_t do ok. 1 000 MW_t, z czego moc 400 MW_t będzie zainstalowana centralnie (w tym duży blok kogeneracyjny CCGT), a 600 MW_t zostanie rozproszone.

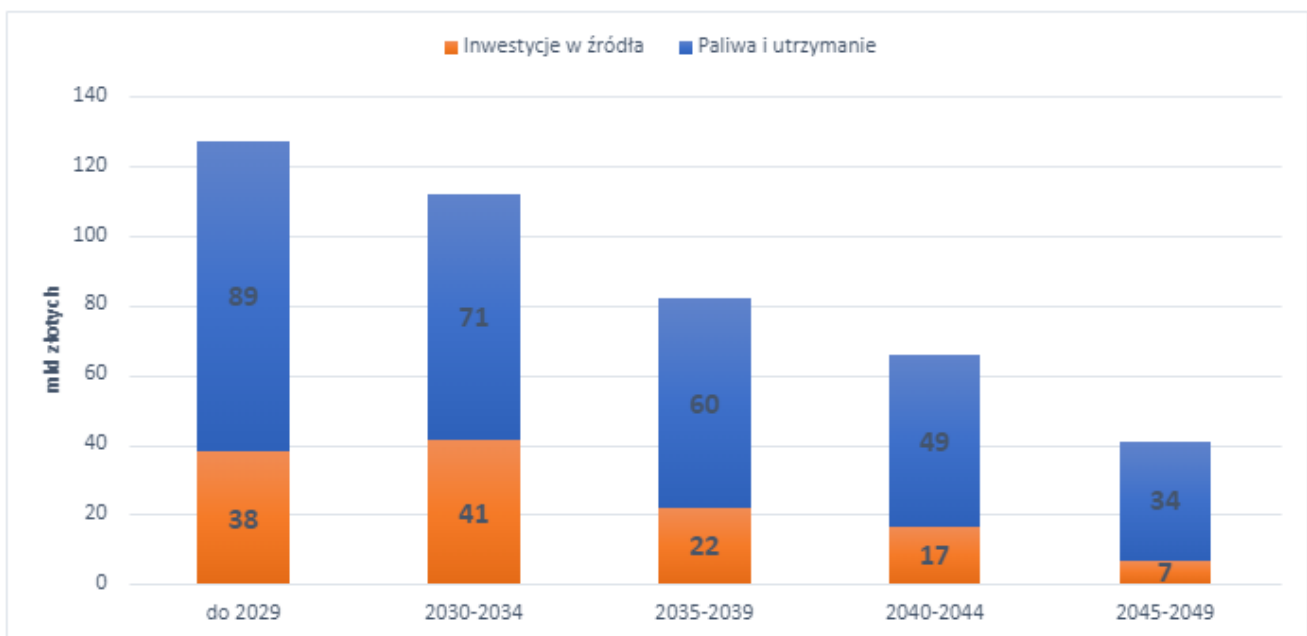
1.5. Nowa usługa systemów ciepłowniczych – dostarczanie chłodu

Wynikający ze zmian klimatycznych wzrost średniej temperatury oraz wyraźny wzrost liczby dni upałów w kolejnych latach (przykładowo, w Warszawie w latach 1981-1990 dni upalnych było 41, w latach 1991-2000: 74, w latach 2001-2010: 95, a w latach 2011-2020: 117) skutkuje koniecznością oferowania w przyszłości usługi chłodu. Nowa usługa otwiera perspektywę zwiększenia przychodów firm ciepłowniczych, jednak stwarza też wyzwania dla przyszłej infrastruktury sieci ciepłowniczej, gdyż trudno jest produkować i dostarczać usługę chłodu w sposób scentralizowany. Chłód produkowany powinien być lokalnie blisko odbiorcy, do czego mogą dobrze służyć lokalnie zainstalowane pompy ciepła (tzw. „boostery”), które w zimie będą podbijać niskotemperaturowe ciepło dostarczane z sieci ciepłowniczej, w lecie zaś dostarczać ciepłą wodę użytkową, równocześnie zapewniając chłód.

2. Koszty realizacji scenariusza WAM NCBR

Poniżej przedstawione zostało podsumowanie kosztów realizacji scenariusza WAM NCBR, obejmującego okres do końca 2049 r. W tym czasie nakłady inwestycyjne związane z urządzeniami wytwórczymi i magazynami ciepła wyniosą 125 mld zł, a koszty operacyjne 303 mld zł, łącznie 428 mld zł. W kalkulacji nie uwzględniono nakładów finansowych na modernizację infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej oraz nakładów na modernizację instalacji odbiorczych (wg PTEZ mogą wynieść od 182 mld do 240 mld zł).

W kosztach operacyjnych uwzględniono wydatki na zakup paliw, w tym: węgla, gazu ziemnego, energii elektrycznej, biomasy i biometanu. Ujęto również koszty eksploatacji urządzeń oraz wydatki związane z zakupem uprawnień ETS do emisji CO₂. Najwyższe nakłady konieczne będą w początkowej fazie transformacji, później zaś stopniowo maleją. W obliczeniach nie uwzględniono zysków ciepłownictwa wynikających ze sprzedaży energii elektrycznej wytwarzanej w kogeneracji.



Rysunek 4. Inwestycje w źródła oraz wydatki na paliwa i utrzymanie do końca 2049 r.

Po początkowym okresie inwestycji, wydatki (koszty finansowania ciepłownictwa) szybko spadają (wykres powyżej) – pierwsza pięcioletka to koszt 127 mld zł, ostatnia tylko 41 mld zł.

2.1. Porównanie kosztów scenariusza WAM NCBR ze scenariuszem PTEZ

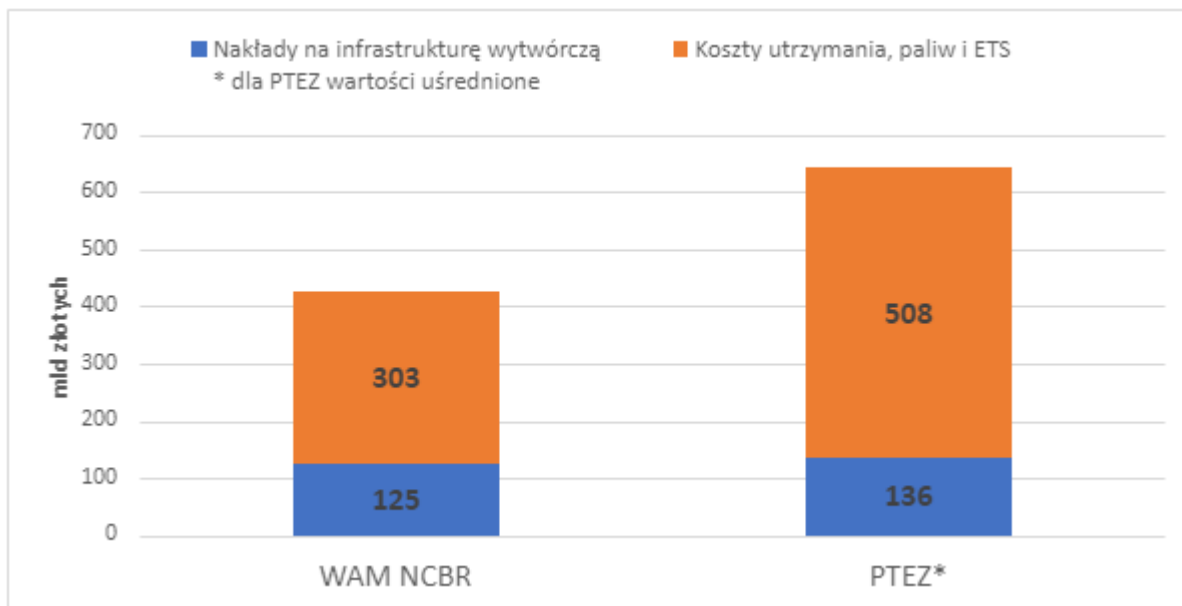
Scenariusz WAM NCBR porównano ze scenariuszem przygotowanym przez Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych (PTEZ), opublikowanym w raporcie «Ocena wpływu rozstrzygnięć unijnego pakietu „Fit for 55” na transformację sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce». Pod uwagę wzięto nakłady na infrastrukturę wytwórczą, koszty utrzymania, paliw i opłaty ETS. Nakłady na infrastrukturę wytwórczą dla scenariusza PTEZ przyjęto jako średnią z zaproponowanych w raporcie skrajnych scenariuszy (przedstawione kwoty wahały się w zakresie od 94 do 178 miliardów złotych). Natomiast koszty paliw obliczono zgodnie ze scenariuszem zakładającym wykorzystanie gazu ziemnego i biomasy.

W scenariuszach uwzględniono pełny koszt zakupu urządzeń kogeneracji gazowej.

Porównując scenariusz WAM NCBR oraz PTEZ koszty budowy, eksploatacji oraz zakupu paliw i uprawnień do emisji CO₂ wynoszą:

- dla scenariusza WAM NCBR – **428 mld zł**
- dla scenariusza PTEZ – **644 mld zł**

Nakłady na infrastrukturę wytwórczą dla WAM NCBR wynoszą 125 miliardów złotych. Natomiast dla PTEZ są porównywalne i wynoszą 136 miliardów złotych. Natomiast duża rozbieżność występuje w kosztach utrzymania, zakupu paliw i uprawnień ETS do emisji CO₂.

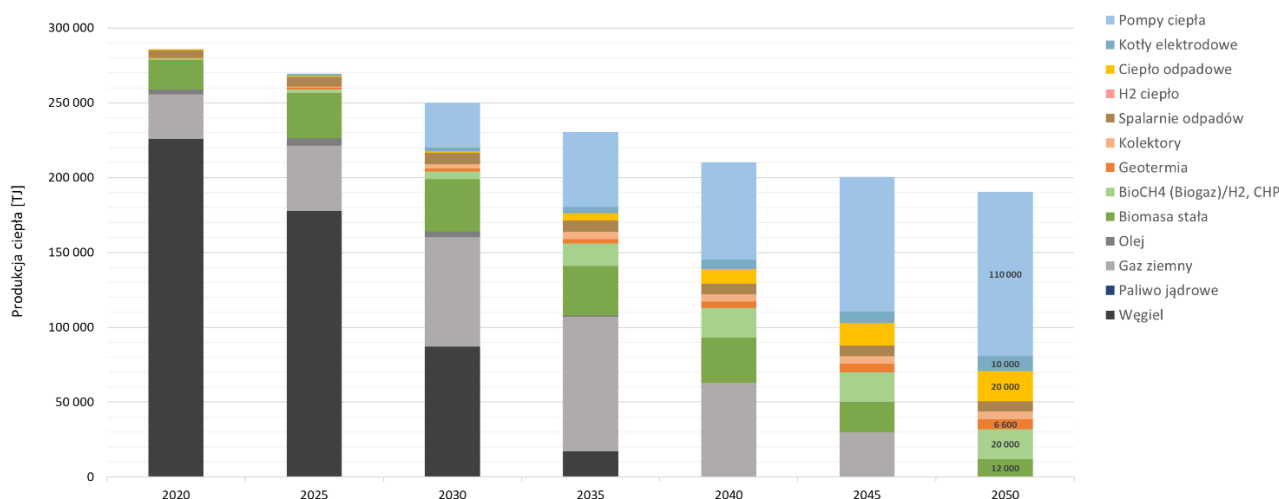


Rysunek 5. Porównanie nakładów na infrastrukturę wytwórczą oraz na utrzymanie dla scenariuszy WAM NCBR i PTEZ

Szczegółowe zestawienie tabelaryczne kosztów WAM NCBR zamieszczono w **Załączniku nr 3**.

3. Uwagi do scenariusza WEM KPEiK

Scenariusz WEM KPEiK uzupełniony o zmniejszone zapotrzebowanie na ciepło w dalszej treści dokumentu nazwano WEM NCBR. Przyjęto, że w scenariuszu WEM NCBR poprawa efektywności energetycznej będzie postępować znacznie wolniej niż w ambitnym scenariuszu WAM NCBR: zapotrzebowanie na ciepło systemowe do 2050 r. zmaleje o 30% (do 190 000 TJ rocznie), w porównaniu do zakładanego 50% (do 135 100 TJ rocznie) w scenariuszu WAM NCBR. Wolniejsza jest też zakładana rozbudowa źródeł OZE, nie zostaną również podjęte znaczące działania na rzecz integracji sektorowej i wykorzystania ciepła odpadowego z przemysłu do celów grzewczych.



Rysunek 6. Zapotrzebowanie na ciepło w ciepłownictwie (bez mikrosieci) z podziałem na źródła w scenariuszu powolnej transformacji energetycznej (WEM NCBR)

W rezultacie, pomimo zwiększenia ilości ciepła dostarczanego z pomp ciepła i kotłów elektrodowych zaspokojenie zapotrzebowania na ciepło systemowe będzie wymagało większego niż w scenariuszu WAM NCBR wykorzystania biomasy oraz gazu ziemnego.

4. Plan działania w celu transformacji ciepłownictwa systemowego

Elektryfikacja ciepłownictwa systemowego wymusza dostosowanie sektora elektroenergetyki. Moce wytwórcze i przesyłowe w krajowym systemie energetycznym muszą zostać zwiększone wraz z rosnącymi potrzebami, w szczególności dotyczy to masowego zastosowania pomp ciepła, stabilizacji krajowego systemu energetycznego przez ciepłownicze urządzenia kogeneracyjne i magazyny ciepła. Dlatego konieczna jest rewizja „Krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu do 2030 roku” uwzględniająca ten aspekt.

Skuteczne przeprowadzenie transformacji wymaga podjęcia wielu działań w różnych obszarach.

W obszarze badawczo rozwojowym:

- Bazując na doświadczeniach ze zrealizowanych przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju projektów „Ciepłownia przyszłości, czyli system ciepłowniczy z OZE” oraz „Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym”, za konieczne należy uznać zrealizowanie przez NCBR kolejnych projektów w sprawdzonym modelu PCP (Pre-Commercial Procurement), które odpowiedzą na najważniejsze pytania badawcze pojawiające się w kontekście transformacji energetycznej. W wyniku realizacji projektów NCBR zostaną wypracowane dobre praktyki modernizacji sektora ciepłownictwa systemowego w kierunku przejścia na odnawialne źródła energii. W celu skutecznej realizacji budowy demonstratorów technologii – pełnoskalowych prototypów, niezbędne jest uruchomienie wsparcia finansowego poprzez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, umożliwiającego rozpoczęcie przez NCBR następujących projektów: „Ciepłownictwo rozproszone”, „Ciepłownictwo 5G”, „Ciepłownia przyszłości 2”, „Duży system ciepłowniczy OZE”, „Nowe magazyny w energetyce i ciepłownictwie”, itd.
- Koniecznym jest tworzenie oraz dalsze rozwijanie przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju wysokopoziomowych narzędzi analitycznych modelowania systemów energetycznych zarówno krajowych jak i miejskich, z uwzględnieniem termomodernizacji, wytwarzania, magazynowania, przesyłu, konsumpcji energii elektrycznej i ciepła. Bazą dla narzędzi analitycznych będą dotychczas opracowane i wciąż rozwijane w NCBR modele numeryczne realizowane w ramach projektów: „Symulator polskiego systemu energetycznego” i NEST (NetZero Emission and Environmentally Sustainable Territories – służący opracowaniu praktycznych i skalalnych rozwiązań w obszarze efektywności energetycznej budynków, realizowany we współpracy z: Warszawą, Krakowem, Rzeszowem, Łodzią i Wrocławiem).

W obszarze finansowania:

- Dla skutecznego i szybkiego przeprowadzenia transformacji konieczne jest pilne uruchomienie przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW) mechanizmów dofinansowania transformacji sektora ciepłownictwa systemowego. W szczególności konieczne jest dofinansowanie inwestycji w: źródła energii elektrycznej (w szczególności elektrownie wiatrowe), źródła kogeneracyjne gazowe oraz elektryczne urządzenia wytwórcze ciepła (pompy ciepła, kotły elektrodowe), a także wsparcie finansowe budowy magazynów ciepła.
- Stymulacja między innymi przez NFOŚiGW polskiego sektora projektowania i produkcji urządzeń, które zostaną wykorzystane w procesie transformacji energetycznej. W szczególności krajowy program komercjalizacji rozwiązań technologii OZE: produkcja podzespołów pomp ciepła, magazynów energii elektrycznej, magazynów ciepła, technologii termomodernizacji, biometanownie, budownictwo zeroenergetyczne, retencja wody, itd.

W obszarze legislacyjnym:

- Stosowane w ciepłownictwie systemowym taryfy muszą zostać dostosowane do zmieniającego się modelu wytwarzania ciepła opartego o OZE oraz magazyny ciepła, a także dostosowane do potrzeb wykorzystania ciepła niskotemperaturowego.
- Dostosowanie temperatur obliczeniowych do aktualnych warunków klimatycznych.
- Bezpieczeństwo sektora ciepłownictwa systemowego wymaga budowy miejskich elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych w pobliżu aglomeracji. Konieczne są regulacje prawne umożliwiające:
 - ułatwienie inwestycji w elektrownie wiatrowe i linie przesyłowe,
 - priorytetowe podłączanie elektrowni wiatrowych do krajowej sieci energetycznej.

W obszarze technologicznym, w zakresie magazynów ciepła:

- Uwzględnienie postępu w technologii magazynów ciepła. Działanie polega na zapewnieniu warunków uruchomienia magazynów ciepła, w tym m.in.: przygotowanie regulacji, rozwój zasobów ludzkich, prace nad modelem finansowania, budowanie świadomości. Podjęte działania zapewnią możliwość inwestycji w wielkoskalowe magazyny ciepła i mniejsze magazyny ciepła u prywatnych inwestorów.

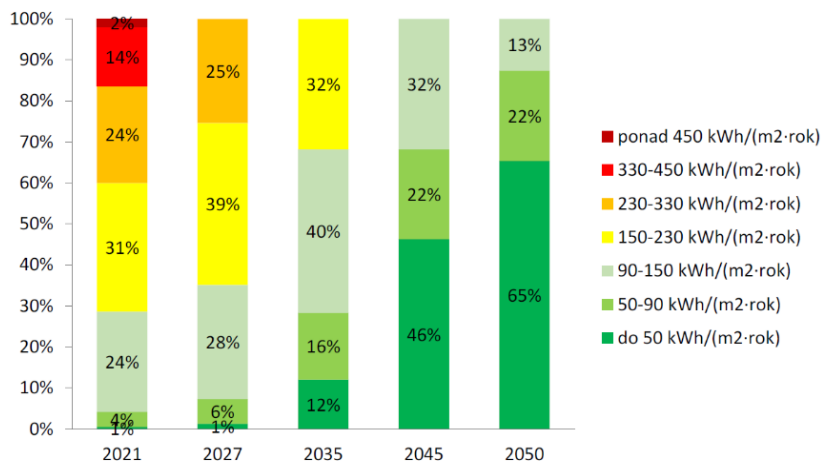
W obszarze technologicznym, w zakresie pomp ciepła:

- Uwzględnienie rozwoju i potrzeb budowy przemysłowych, wielkoskalowych pomp ciepła. Działanie polega na przeprowadzeniu w skali kraju analiz uwarunkowań możliwości wykorzystania dolnych źródeł dla pomp ciepła: ścieków z oczyszczalni ścieków, ciepła odpadowego, zbiorników wodnych, wód powierzchniowych i in., znajdujących się w zasięgu lokalnych sieci ciepłowniczych. Podjęte działania zapewnią możliwość opracowania studium wykonalności pod kątem wykorzystania wielkoskalowych pomp ciepła. Działanie może mieć znaczny wpływ na lokalizację nowych elektrowni OZE oraz plany modernizacji sieci elektroenergetycznej w Polsce.

Bardziej szczegółowa propozycja zmian zapisów w KPEiK, uwzględniająca powyższy opis planu działania, została zamieszczona w załączniku nr 4 do niniejszego dokumentu.

5. Załącznik 1: Zapotrzebowanie na ciepło sieciowe

Według opublikowanej w 2022 r. rządowej [Długoterminowej Strategii Renowacji Budynków](#), w scenariuszu rekomendowanym do 2050 r. (ilustracja poniżej) nastąpi znacząca poprawa efektywności energetycznej budynków, prowadząca do spadku zapotrzebowania na energię pierwotną (E_p) na cele grzewcze do poziomu 1/4 obecnego. Część spadku E_p będzie wiązać się z przejściem na systemy grzewcze o większej efektywności, jednak większość będzie związana ze zmniejszeniem zapotrzebowania na ciepło. Co więcej, jest to scenariusz konserwatywny, nie uwzględniający rozpowszechnienia systemów wentylacyjnych z odzyskiem ciepła i BMS. Jest to nie tylko kwestia oszczędności energii, ale również jakości powietrza, którym oddychają mieszkańcy oraz związanym z tym ich samopoczuciem i zdrowiem.



Rysunek 7. Rozkład budynków mieszkalnych i użyteczności publicznej według wskaźnika energii pierwotnej (scenariusz rekomendowany) /źródło: obliczenia KAPE i WiseEuropa/

Do sieci ciepłowniczych podłączone są budynki w większych miejscowościach, z nadreprezentacją budynków wielorodzinnych. Jednak ich standard energetyczny jest jakościowo zbliżony do budynków jednorodzinnych. W związku z tym można przyjąć, że także poziom poprawy efektywności energetycznej budynków podłączonych do sieci będzie zbliżony do średniej krajowej.

W związku z powyższym docelowe zmniejszenie zapotrzebowania na ciepło (energia użytkowa) w budynkach o 50%, które nie jest celem w scenariuszu WEM, w rozpatrywanym ambitnym scenariuszu WAM NCBR jest jak najbardziej uzasadnione, a nawet wręcz konserwatywne. Co więcej, na zużycie energii wykorzystywanej do ogrzewania wpływ mają również inne czynniki, w większości działające w kierunku zmniejszenia zapotrzebowania na ciepło sieciowe.

Spadek zapotrzebowania na energię, wraz z postępem termomodernizacji, pozwoli też obniżyć temperaturę w sieciach ciepłowniczych, a tym samym zmniejszyć straty ciepła w przesyłach ([wg URE na poziomie 12%](#)) i zapotrzebowanie na moc, bez ich dodatkowej modernizacji o kilka punktów procentowych (ok. 6 p.p.).

Dodatkowo, od okresu 1961-1990 do 2011-2020 wzrost temperatury związany z ociepleniem klimatu (o 1,6°C w tym okresie) spowodował spadek zapotrzebowania na ciepło w Polsce (stopniodni grzewcze) [o 12%](#), a dalsze ocieplenie klimatu (do 2050 o zbliżoną wartość) poskutkuje kolejnym spadkiem zapotrzebowania o dalsze 12%.

Wraz z poprawą efektywności energetycznej budynków, wzrostem atrakcyjności ekonomicznej ogrzewania pompami ciepła oraz rozpowszechnianiem się lokalnych agregatorów oferujących usługi obejmujące zapewnienie komfortu termicznego, można spodziewać się spadku przyłączeń nowych odbiorców do sieci ciepłowniczej oraz odłączania się termomodernizowanych budynków poza centrami miast (rozpowszechnienie lokalnego ogrzewania energią elektryczną z

pomocą pomp ciepła i magazynów). Tempo i skala tego procesu stanowią dużą niewiadomą – ze względu na systemowe zalety zelektryfikowanych systemów ciepłowniczych oraz przewidywane w związku z tym wsparcie optymistycznie przyjmuje się brak zmian w tym obszarze – z zastrzeżeniem, że jeśli przedsiębiorstwa ciepłownicze będą utrzymywały stary model działalności (np. przechodząc na spalanie biomasy, o którą będą konkurować z sektorami w których wartość biomasy będzie znacząco wyższa od ceny energii z jej spalania), odłączenia od sieci centralnego ogrzewania staną się powszechne.

Należy podkreślić, że budynki odłączane od głównych sieci ciepłowniczych (czyli wypadające z analizowanego bilansu), jak i grupy nowych budynków w maksymalnym stopniu powinny być podłączane do lokalnych, niskotemperaturowych mikrosieci (o skali od jednego budynku wielorodzinnego do kwartałów zabudowy i całych spółdzielni), z własnymi magazynami i zasilanych z lokalnego źródła ciepła (w większości pompy ciepła i kotły elektrodowe, pobierające energię elektryczną zarówno wytwarzaną lokalnie jak i z krajowego systemu energetycznego).

Przyjmując, że przez „ciepłownictwo” rozumiemy obecne duże scentralizowane sieci, to rozpowszechnianie się mikrosieci będzie zmniejszać zapotrzebowanie na ciepło w ciepłownictwie (szacowany spadek ok. 10%). Jeśli zaś pojęciem „ciepłownictwo” obejmujemy również mikrosieci, należy spodziewać się znaczącego wzrostu zapotrzebowania na ciepło – przy najszerszym zakresie rozumienia pojęcia mikrosieci (dom z wodną pompą ciepła i magazynem ciepła, pobierający energię elektryczną w okresach jej nadpodaży i niskich cen) – można oczekiwać, że takie ciepło „sieciovie” będzie nie u 40% odbiorców jak obecnie, lecz raczej u 70-80% (w zasadzie wszyscy poza posiadaczami pomp ciepła powietrze-powietrze, nie dającymi możliwości magazynowania ciepła). Uwaga: opisany model mikrosieci nie wyklucza z rynku zawodowych firm ciepłowniczych, które mogą nowe mikrosieci budować i nimi zarządzać.

Dalsza części oszacowań zapotrzebowania na ciepło w ciepłownictwie odnosi się do pierwszego wariantu, czyli sieci zasilane z ciepłowni/elektrociepłowni (bez mikrosieci).

Wg prognoz demograficznych ([UN World Population prospects 2022](#)), w średnim scenariuszu liczba ludności Polski do 2050 r. zmniejszy się o 12%. Jednak w związku z migracją ze wsi do miast liczba ludności miejskiej nie ulegnie znaczącej zmianie ([UN World Urbanization Prospects 2018](#)), co oznacza, że liczba odbiorców w zasięgu ciepła sieciowego nie powinna ulec znaczącej zmianie. Wzrost zapotrzebowania na ciepło sieciowe będzie napędzał prognozowany wzrost powierzchni mieszkaniowej na osobę. [Wg GUS](#) w dekadzie 2011-2021 zwiększyła się ona w miastach o 3%, co przy ekstrapolacji do 2050 r. daje dodatkowe 9%. Jednak z drugiej strony wyprowadzanie się ludzi z centrów miast na przedmieścia, do domów poza zasięgiem sieci ciepłowniczych, może prowadzić do spadku zapotrzebowania na ciepło sieciowe. W pierwszym przybliżeniu można przyjąć brak zmian wywołanych tym czynnikiem.

Sumaryczny wpływ czynników oznacza spadek zapotrzebowania na ciepło w dużych sieciach ciepłowniczych o 60% (czyli do niecałych 40% poziomu wyjściowego):

Spadek zapotrzebowania na ciepło 2020-2050	Wartość
Poprawa standardu energetycznego budynków	-50%
Zmniejszenie strat przesyłowych w sieciach ciepłowniczych	-6%
Ocieplenie klimatu i spadek liczby stopniodni grzewczych	-12%
Przyłączanie nowych/odłączanie od sieci dotychczasowych odbiorców netto	0%
Zmiana liczby odbiorców i metrażu w zasięgu sieci ciepłowniczych	0%
Docelowy procent obecnego zapotrzebowania (iloczyn 0,5-0,94-0,88)	41%

Reasumując, przyjęty w scenariuszu WAM NCBR do 2050 r. spadek zapotrzebowania na ciepło sieciowe do 50% obecnego, z 265 000 do 135 100 TJ rocznie, uznać należy za oszacowanie mocno konserwatywne, a rzeczywista redukcja zapotrzebowania powinna być większa.

Uwaga: jeśli analizę rozszerzyć na mikrosieci, zapotrzebowanie na ciepło może pozostać na obecnym poziomie (265 000 TJ), ale analiza objęłaby 70-80% całości odbiorców ciepła, w porównaniu do 40% obecnie.

6. Załącznik 2: Źródła ciepła w systemach ciepłowniczych, stan na 2050 r.

Docelowy system energetyczny w 2050 r. będzie opierał się głównie o energetykę wiatrową lądową i morską oraz elektrownie fotowoltaiczne, z dodatkowym uzupełnieniem energetyką jądrową (kilka GW) oraz bezemisyjnymi elektrowniami gazowymi (biometan i wodór) – dyspozycyjnie uzupełniającymi pracę innych źródeł. Krótkoterminowym (skala czasowa godzin) magazynem energii będą elektrownie szczytowo-pompowe (ESP) i magazyny bateryjne; średnioterminowym magazynem energii (skala czasowa dni) będą magazyny ciepła (niskotemperaturowe w ciepłownictwie oraz wysokotemperaturowe w przemyśle); długoterminowym magazynem energii będą nośniki chemiczne biometan i wodór.

Model docelowego polskiego systemu energetycznego przygotowano bazując na scenariuszu [Symulatora Systemu Energetycznego NCBR](#) z 4 GW energetyki jądrowej i roczną produkcją 2,3 mln ton wodoru.

Odchodzenie od chemicznych nośników energii i elektryfikacja gospodarki będą dotyczyły prawie wszystkich sektorów (włącznie z ogrzewaniem budynków, transportem lądowym i przemysłem). W pozostałych, takich jak: lotnictwo, żegluga dalekomorska, wojsko, procesy przemysłowe np. rafinerie czy produkcja nawozów, wykorzystywany będzie wodór wytwarzany w procesie elektrolizy. Nastąpi integracja sektorów, w której zelektryfikowane ciepłownictwo będzie odgrywało istotną rolę.

Konieczne jest postrzeganie ciepłownictwa jako składowej systemu energetycznego, bazującego głównie na energii elektrycznej. Sektor ciepłowniczy nie powinien stanowić obciążenia systemu, lecz wspomagać go, z jednej strony wykorzystując nadwyżki energii w okresie jej nadprodukcji z pogodozależnych źródeł energii, z drugiej zaś dostarczając energię elektryczną w okresie jej niedostatecznej podaży.

Rozproszona infrastruktura energetyczna ma szereg zalet w kontekście bieżącej sytuacji geopolitycznej i konieczności minimalizacji ryzyk. Niewielka liczba instalacji dużej mocy jest podatna na potencjalne ataki (zarówno wojskowe, jak pokazuje obecna kampania Rosji przeciwko ukraińskim elektrowniom, jak i hybrydowe) oraz w konsekwencji awarie.

Zapotrzebowanie na ciepło przez centralne ogrzewanie i ciepłą wodę użytkową (CO+CWU), wysokie zimą, niższe w pozostałej części roku, w polskich warunkach klimatycznych jest dobrze skorelowane z potencjałem dostaw energii z elektrowni wiatrowych. Pomimo tego, że wiatr jest źródłem pogodozależnym (zdarzają się okresy bezwietrzne), dostaw ciepła nie można zaprzestać.

Z tego powodu istotną rolę w ciepłownictwie będą odgrywały magazyny ciepła. Według szacunków NCBR łączna pojemność magazynów ciepła wyniesie co najmniej 800 GWh. Głównie będą to magazyny typu PTES, wystarczające do zmagazynowania ciepła na okres około tygodnia. Zasilane będą pompami ciepła oraz szczytowo przez kotły elektrodowe, pracujące w okresach nadprodukcji energii elektrycznej, a więc jej niskich cen w ramach taryf dynamicznych. W systemie energetycznym z dużymi mocami OZE okresy nadprodukcji będą częstym zjawiskiem. Nadwyżkami energii elektrycznej należy ładować magazyny ciepła, aby uniknąć konieczności odłączania źródeł energii OZE. Gdy podaż energii w systemie elektroenergetycznym będzie niewystarczająca, ciepło do celów grzewczych będzie pobierane z magazynów. Wtedy też będą uruchamiane dyspozycyjne elektrownie gazowe, których paliwem będą biogaz i wodór.



Rysunek 8. Wybudowany w ramach projektu NCBR pn. „Ciepłownia Przyszłości” w ciepłowni w Lidzbarku Warmińskim magazyn ciepła typu PTES (ang. Pit Thermal Energy Storage) o pojemności cieplnej ok. 1 GWh, na początkowym etapie budowy wiosną 2023 r. Na kolejnym etapie zainstalowane zostały wymienniki ciepła, a zbiornik został zaizolowany, uszczelniony i wypełniony wodą. Następnie zaś dla ograniczenia strat ciepła dodatkowo przykryto zbiornik od góry izolowaną pokrywą. Tak duży zbiornik, dobrze zaizolowany, prawie nie traci ciepła (w ciągu kilku zimowych tygodni straty ciepła są na poziomie kilku procent). Zdjęcie Euros Energy.

Do zbilansowania źródeł wiatrowych, fotowoltaicznych i energetyki jądrowej z zapotrzebowaniem wykorzystywane są elektrownie/elektrociepłownie gazowe o mocy ok. 25 GW_e, dostarczające w ciągu roku 5-10 TWh energii elektrycznej i pracujące ze średnim współczynnikiem wykorzystania mocy rzędu 3-4%. Przy średniej sprawności elektrycznej 40-45% spalałyby przy tym ok. 1,5-2,5 mld m³ biometanu rocznie (głównie w zależności od wpływających na pracę pogodozależnych OZE warunków pogodowych w danym roku).

Alternatywnie zamiast biometanu jako paliwo dla bloków gazowych może być wykorzystany zielony wodór (aby bloki gazowe mogły dostarczyć 5-10 TWh energii elektrycznej, przez sprawności całego cyklu od elektrolizy przez przesył i magazynowanie po elektrownię gazową na poziomie ok. 33%, na elektrolizę należałoby przeznaczyć 15-30 TWh energii elektrycznej) – to, czy bardziej opłacalne będzie wykorzystanie jako paliwa dla dyspozycyjnych bloków gazowych biometanu czy zielonego wodoru zdecydują uwarunkowania rynkowe, z jednej strony tempo postępu technicznego i spadku cen elektrolizerów, z drugiej zaś wliczenie do rachunku ekonomicznego [korzyści związanych z cyklem życia biometanu](#).

Pracy 80% instalacji w kogeneracji (moc ok. 15-20 GW_e) pozwoli na wprowadzenie do sieci ciepłowniczych ok. 25 000 - 30 000 TJ ciepła. Ze względu na dyspozycyjną pracę elektrowni gazowych, w przyszłym systemie energetycznym poza okresem grzewczym jedynie niewielka część ciepła z kogeneracji zostanie wykorzystana.

W ciepłym i słonecznym okresie roku, charakteryzującym się niewielkim zapotrzebowaniem na ciepło, kiedy ciepło z kogeneracji byłoby tracone, elektrownie gazowe będą włączane jedynie sporadycznie, bo codzienna nadwyżka energii generowana przez panele fotowoltaiczne będzie magazynowana w elektrowniach szczytowo-pompowych i bateriach o pojemności 100-150 GWh, zapewniających energię w godzinach nocnych.

Zimą, gdy produkcja energii z fotowoltaiki jest ograniczona, a głównym źródłem odnawialnej energii staje się energia wiatrowa, elektrownie gazowe odgrywają kluczową rolę jako dyspozycyjne źródła energii. Ze względu na wysokie zapotrzebowanie na ciepło w sezonie zimowym, ciepło odpadowe generowane przez elektrownie gazowe może być wykorzystane do celów grzewczych, co poprawia ogólną efektywność energetyczną systemu.

Okresy działania bloków gazowych będą pokrywały się z okresami wykorzystania ciepła z magazynów. Ciepło z kogeneracji będzie więc wspierało działanie sieci ciepłowniczych właśnie wtedy, gdy będzie najbardziej potrzebne.

Do zasilania pomp ciepła i kotłów elektrodowych potrzebne będzie łącznie 10 GW_e mocy elektrycznej: 4 GW_e dla pomp ciepła o mocy 6 GW_t, przy dużym udziale powietrznych pomp ciepła pracujących podczas mrozów ze współczynnikiem COP ok. 1,5 oraz 6 GW dla kotłów elektrodowych².

W opisanym scenariuszu zainstalowania w ciepłowniach 15-20 GW_e gazowych bloków kogeneracyjnych, moc przyłączy energetycznych będzie wystarczająca dla zaspokojenia potrzeb urządzeń grzewczych. Alternatywnie, przy ograniczeniu przepustowości doprowadzonych do ciepłowni linii przesyłowych do poziomu mocy potrzebnej do zasilania pomp ciepła i kotłów elektrodowych (łącznie 10 GW_e), moc elektryczna zainstalowanych w nich bloków gazowych powinna również być na poziomie 10 GW_e. W takim przypadku, przy priorytetowym uruchamianiu tych bloków, ilość dostępnego ciepła odpadowego z kogeneracji wyniosłaby ok. 15 000 TJ. Nie przesądzając, czy w kogeneracji będą pracowały bloki o mocy 10 GW_e czy dwukrotnie większej (ale z niższym współczynnikiem wykorzystania mocy), ilość ciepła z tego źródła można oszacować na ok. 20 000 TJ (±5000 TJ).

Przyłącza o łącznej mocy 10 GW to absolutne minimum ze względu na potrzeby zasilania pomp ciepła i kotłów elektrodowych oraz konieczność wyprowadzenia mocy gazowych bloków kogeneracyjnych. Ze względu na korzyści związane z lokalizowaniem elektrowni gazowych jako część sieci ciepłowniczych warto zwiększyć tę moc do kilkunastu GW.

Paliwa kopalne – nie będą wykorzystywane w sektorze ciepłownictwa systemowego

Wodór – nie powinien być spalany w celu produkcji ciepła. Wodór to surowiec w przyszłości dedykowany dla przemysłu, transportu lotniczego i innych sektorów, których nie można bezpośrednio zelektryfikować i potrzebny jest chemiczny nośnik energii lub tam, gdzie jest potrzebny jako wsad procesowy (np. procesy rafineryjne lub redukcja tlenków żelaza przy produkcji stali). Samo zapotrzebowanie na wodór w tych sektorach, gdzie jest praktycznie niezastąpiony (2-2,5 mln ton H₂), będzie wymagało 100-150 TWh energii elektrycznej. Spalanie wodoru w celu zapewnienia ciepła byłoby skrajnie nieefektywnym jego wykorzystaniem (sprawność procesu rzędu 60-70% vs SCOP 3-4 przy wykorzystaniu energii elektrycznej do zasilania pomp ciepła) – w związku z tym H₂ nie powinien być wykorzystywany w ciepłownictwie. Wyjątkiem są tu instalacje hybrydowe ze spalającymi H₂ blokami gazowymi, traktujące ten gaz jako długoterminowy magazyn energii i spalające go w celu zaspokojenia zapotrzebowania na energię elektryczną zgodnie z potrzebami

² Przy zastosowaniu pomp ciepła, dla których dolnym źródłem ciepła będzie grunt (łącznie z magazynami ciepła BTES – Borehole Thermal Energy Storage) lub woda (odzysk ciepła ze ścieków lub naturalnych zbiorników wodnych) współczynnik COP będzie wyższy niż dla pomp powietrznych, szczególnie w chłodniejsze dni. Tym niemniej, ze względu na niższy koszt, przewidujemy dominujący udział powietrznych pomp ciepła – jest tak nawet w znacznie chłodniejszych od Polski krajach skandynawskich.

bieżącymi KSE, a nie rynku ciepła – będące produktem ubocznym kogeneracji ciepło trafiałoby do magazynów i sieci ciepłowniczych).

Biomasa to chemiczny nośnik energii i poniekąd najprostszy zastępnik paliw kopalnych: w ramach redukcji emisji chce ją spalać sektor energetyczny, ciepłowniczy, produkcyjny oraz konsumenci instalujący w swoich domach kotły na biomasę. Jednak ilość dostępnej biomasy, w szczególności drewna, jest zbyt mała, by można ją było kierować do wszystkich sektorów gospodarki. W miarę zaś przyspieszania odchodzenia od paliw kopalnych oraz wzrostu priorytetu redukcji emisji i ochrony ekosystemów, konieczne będzie kierowanie biomasy tam, gdzie ma to największy sens dla gospodarki i gdzie najtrudniej będzie poradzić sobie bez biomasy. Oprócz branż tradycyjnie korzystających z biomasy (materiały budowlane, meble, papier itp.) wraz z odchodzeniem od paliw kopalnych, biomasa stanie się niezbędna w zielonej chemii jako wsad w miejsce ropy i gazu ziemnego przy produkcji tworzyw sztucznych, smarów, farb, lakierów i innych produktów rafineryjnych.

Biomasa powinna być wykorzystywana tam, gdzie ma największą wartość dla gospodarki. Spalanie biomasy w celu generowania ciepła niszczy zawarte w niej biogeny i generuje CO₂ do atmosfery.

Dodatkowo, polskie lasy (a szerzej sektor LULUCF), zaledwie dwie dekady temu pochłaniający 30-40 mln ton CO₂ rocznie, w ostatnich latach pochłania już tylko połowę, a w kolejnych dekadach, zarówno w wyniku zmiany klimatu w tym susz, jak i nadmiernej eksploatacji lasów i innych ekosystemów może stać się źródłem emisji. Konieczna jest ochrona ekosystemów oraz maksymalizacja magazynowania węgla w polskich lasach (łącznie z martwym drewnem, stanowiącym krytycznie ważny element ekosystemu, które w większości powinny pozostać w lesie), a nie ich wycinka. Gleby rolne, poddane wielokierunkowej presji, również potrzebują ochrony i polepszania ich właściwości, w tym przez wprowadzanie do nich wytwarzanego z biomasy [biowęgla](#) (pozwala to usunąć pobrany przez rośliny węgiel z obiegu, tym samym stanowiąc ujemne emisje CO₂).

Drewno – bezemisyjne źródło energii?

1 m³ drewna magazynuje w sobie ok. 1 tony CO₂. Gdy drzewa rosną, pochłaniają dwutlenek węgla z atmosfery. Gdy je ścinamy i spalamy, CO₂ natychmiast tam wraca. Gdy las (albo łąka, torfowisko, czy inny ekosystem) znajduje się w stabilnym stanie, zmagazynowało określoną ilość ton węgla na hektar. Gdy rok po roku ilość zmagazynowanego w danym ekosystemie węgla pozostaje stała, to co się tam dzieje jest neutralne klimatycznie. Gdy mamy dojrzały las, pozostający w stabilnym stanie, to ilość zmagazynowanego w nim węgla jest stała: CO₂, który rośliny pochłaniają w procesie fotosyntezy jest bilansowany emisjami z procesów oddychania, rozkładu materii organicznej oraz pożarów lasu. Gdy las zostanie wycięty, drewno spalane, a nowe drzewa posadzone nie oznacza to zmniejszenia ilości CO₂ w atmosferze. Właściwym jest przyjrzenie się, ile węgla jest w tym ekosystemie zmagazynowane.

Sadzonki drzew z początku powoli przybierają na masie, pochłaniając tym samym mało CO₂ z powietrza. Jeśli ma to miejsce na wylesionym obszarze, to nie tylko mamy emisję ze spalania wyciętego drewna, ale też dodatkowo emisję CO₂ z rozkładu materii organicznej, które przez długie lata przeważają nad pochłanianiem CO₂ przez sadzonki. Dopiero gdy drzewo osiąga wiek 20-30 lat, zaczyna rosnąć szybciej, wyciągając znaczące ilości CO₂ z atmosfery. W Europie najwydajniejsze lasy wychwytyją dwutlenek węgla w tempie ok. 9 ton CO₂ na hektar rocznie: tyle pochłaniają rosące na najlepszych glebach lasy bukowe w wieku 40-60 lat. W kolejnych dekadach ilość węgla w pniach drzew i innej roślinności ulega stabilizacji, choć wciąż powoli rośnie ilość węgla zmagazynowanego w glebach.

W horyzoncie czasowym istotnym dla osiągnięcia celów Porozumienia Paryskiego, spalanie biomasy leśnej prowadzi wręcz do wyższej emisji netto niż spalanie paliw kopalnych. IPCC w raporcie AR6 z 2022 r. wycofało opinię o korzyściach mitygacyjnych zastępowania węgla biomasą drzewną.

W [szczegółowej analizie](#) wpływu pozyskiwania biomasy leśnej na ochronę klimatu oraz stan ekosystemów i bioróżnorodność, przeprowadzonej przez Wspólne Centrum Badawcze przy Komisji Europejskiej stwierdzono, że dobre efekty z punktu widzenia obu tych kwestii dają jedynie pozyskiwanie drobnych pozostałości drzewnych na niewielką skalę oraz wprowadzenie polikultur (czyli upraw różnych gatunków roślin) na zalesianych terenach rolnych. Wykorzystywanie grubego drewna z lasu zostało jednoznacznie zakwalifikowane jako szkodliwe zarówno dla klimatu jak i ekosystemów.

Uniknięcie przekroczenia zakładanego prognozy ocieplenia klimatu wymaga pozostawienia dojrzałego lasu takim jaki jest. Jeśli las zostanie wycięty, a drewno zostanie spalane, to akumulowany przez długie dekady węgiel od razu wróci do atmosfery. Nowo posadzone drzewa będą potrzebowały dziesięcioleci, aby pochłonąć wyemitowane CO₂. Martwe drewno, pełniące znaczącą rolę w ekosystemie, powinno pozostać w lesie.

Import biomasy z zagranicy także nie jest zrównoważony środowiskowo: związane są z tym zarówno emisje CO₂ jak i degradacja ekosystemów.

Z powyżej przedstawionych powodów spalanie biomasy należy uznać za niewłaściwe.

Wyjątkiem jest biomasa odpadowa, w szczególności ta, której zagospodarowanie zmniejsza ślad środowiskowy. Szczególnie istotną rolę grają tu biogazownie, które mogą wykorzystywać odpady, które obecnie stanowią problem, na przykład odchody z ferm bydłych, świńskich czy kurzych. Pochodząca z nich gnojowica wydzielająca się do atmosfery metan, w nadmiernych ilościach trafia na pola, przy okazji często zanieczyszczając wody powierzchniowe. Ten problem można rozwiązać stosując gnojowicę jako darmowe substraty, które w biogazowni zostaną poddane fermentacji beztlenowej i w ten sposób przerobione na biogaz, składający się w ok. 60% z metanu. Reszta to głównie dwutlenek węgla oraz inne niepożądane domieszki, które należy odseparować, takie jak para wodna, siarka, siarkowodór czy chlor. Z biogazu można usunąć dwutlenek węgla oraz całą resztę domieszek, uzyskując łatwy w magazynowaniu biometan. Korzyści w cyklu życia biometanu [szacuje się na 84-175 €/MWh](#), co znacząco przewyższa koszty jego produkcji. Warto też

zaznaczyć, że zamiast spalania biomasy (w tym biometanu) w największym możliwym stopniu powinny być stosowane technologie wychwytu i sekwestracji CO₂ (BECCS – Bio Energy CCS).

Polski potencjał pozyskania biometanu z odpadów to 3-5 mld m³ rocznie ([raport NCBR](#)), z czego ok. 2 mld m³ do celów stabilizacji sieci.

Ciepło odpadowe – ciepło odpadowe z przemysłu może być cennym źródłem ciepła dla sieci ciepłowniczych. Wprowadzenie regulacji może znacząco zwiększyć jego wykorzystanie. Dla obecnie działających w Polsce instalacji przemysłowych, będących w zasięgu sieci ciepłowniczych, potencjał jest szacowany na 36 000 – 64 000 TJ (pierwsza wartości dla ciepła w sieci 95°C, druga dla sieci niskotemperaturowych 25°C). Poprawa efektywności energetycznej, nawet bez zmiany obecnych procesów technologicznych i paliw może [zmniejszyć ilość ciepła odpadowego do poziomu 15 000 – 42 000 TJ](#). Dalsza transformacja produkcji przemysłowej, w kierunku niskoemisyjnych i wydajnych procesów z efektywniejszym wykorzystaniem ciepła na miejscu w zakładzie oraz zmniejszeniem udziału energochłonnych materiałów pierwotnych, zmniejszy ilość ciepła odpadowego w jeszcze większym stopniu. Dochodzi do tego zakładane przejście na gospodarkę o obiegu zamkniętym i wtórne ścieżki produkcji oraz prognozowane przenoszenie produkcji energochłonnych materiałów o niskich marżach (np. amoniak, żelazo pierwotne czy etylen) z miejsc obecnego ich wytwarzania do krajów o najniższych kosztach energii odnawialnej. Może to doprowadzić do spadku ilości ciepła odpadowego z przemysłu, możliwego do wykorzystania w polskich sieciach ciepłowniczych do poziomu [kilkuset tysięcy TJ](#). Mogą jednak pojawić się też nowe źródła ciepła odpadowego. Roboczo szacujemy potencjał ciepła odpadowego w 2050 r. na 20 000 TJ.

Geotermia – Polska nie ma dobrych warunków do rozwoju efektywnego ekonomicznie wykorzystania źródeł geotermalnych. Prognozuje się wzrost produkcji ciepła, jednak będzie on niewielki. Wody geotermalne mogą stanowić dobre dolne źródło dla pomp ciepła. Przyjęte wartości (6600 TJ w 2050 r.) można uznać za realne.

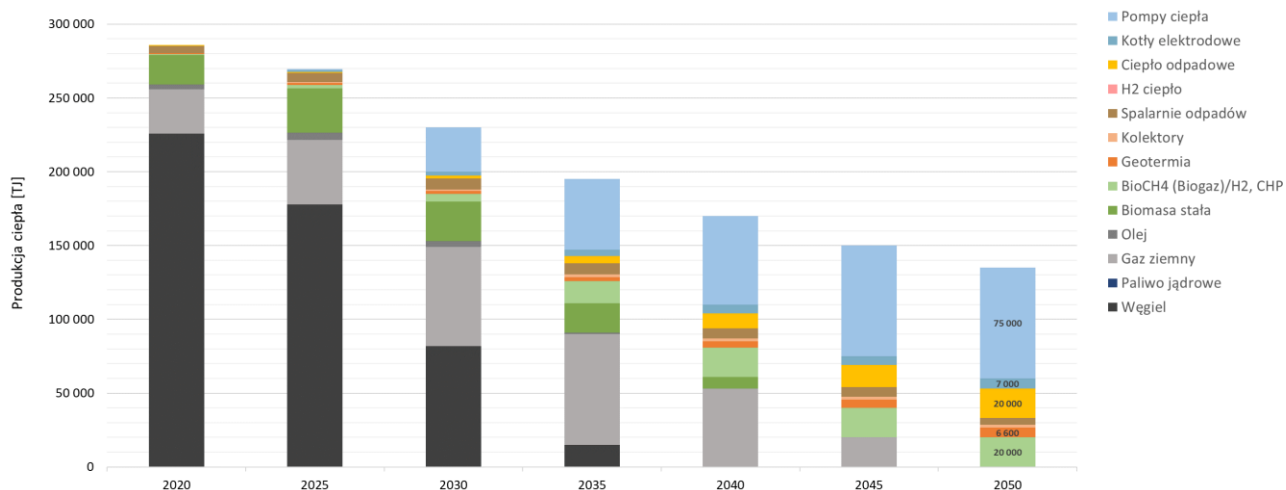
Spalarnie odpadów nie są źródłem odnawialnej energii. Spalanie tworzyw sztucznych wytwarzanych z ropy i gazu ziemnego z punktu widzenia emisji jest tym samym co spalanie tych surowców. Z tego powodu od 2031 r. na tego typu instalacje nałożone zostaną opłaty ETS związane z emisją CO₂. Ponadto Polska musi zwiększyć udział recyklingu z odpadów, wprowadzane też będą systemy kaucyjne i zasady gospodarki cyrkularnej, w konsekwencji czego ilość odpadów możliwych do pozyskania na potrzeby ich termicznego przekształcenia znacznie się zmniejszy. Sugerujemy pozostawienie mocy spalarni na obecnym poziomie, a po 2035 r. stopniową redukcję. W scenariuszu przyjęto wzrost do 7 500 TJ w 2030 r. z późniejszą stopniową redukcją mocy. W 2050 r. określiliśmy produkcję na 4 500 TJ ciepła z tego źródła.

Kolektory słoneczne wykorzystują energię promieniowania słonecznego do wytwarzania ciepła. Ich zaletą jest relatywnie prosta konstrukcja, nie wymagająca trudno dostępnych surowców. W polskich warunkach wytwarzają one dużo ciepła w słonecznej połowie roku, a niewiele w miesiącach zimowych, co niestety nie koreluje z profilem zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania domów. Kolektory nadają się do zapewnienia ciepła do ogrzewania wody użytkowej od marca do października. W okresie zimowym dostarczają tylko część potrzebnej do tego celu energii. Kolektory mogą być nie przydatne, ponieważ w słonecznej porze roku w ciągu dnia instalacje fotowoltaiczne będą wytwarzały nadwyżki energii elektrycznej. W wybranych zastosowaniach kolektory mogą mieć sens, na przykład do dogrzewania wody w basenach odkrytych, jednak będą to zastosowania raczej niszowe, a udział generowanej przez nie energii cieplnej będzie stosunkowo niewielki. W 2050 r. przyjęliśmy 2 000 TJ z tego źródła.

Podsumowanie. Przy zapotrzebowaniu na ciepło sieciowe w ilości 135 100 TJ rocznie i uwzględnieniu 6 600 TJ z geotermii oraz 4 500 TJ ze spalarni odpadów i 20 000 TJ ciepła z kogeneracji, a także 20 000 TJ ciepła odpadowego i 2 000 TJ z kolektorów, do uzupełnienia pozostaje zapotrzebowanie $135\,100 - (6\,600 + 4\,500 + 20\,000 + 20\,000 + 2\,000)$ TJ = 82 000 TJ. Przy zbliżonej mocy cieplnej pomp ciepła i kotłów elektrodowych (pracujących w okresach nadpodaży energii, czyli niskich cen) na poziomie ok. 6 GW_t, dostarczą one odpowiednio 75 000 i 7 000 TJ ciepła. Średni współczynnik

wykorzystania mocy pomp ciepła wyniesie 40%, a kotłów elektrodowych 4%. Przy zastosowaniu pomp ciepła o trochę mniejszej mocy 4 GW_t, ich średni współczynnik wykorzystania mocy wyniesie ok. 60% - scenariusz ten wymaga niższych nakładów inwestycyjnych, lecz będzie skutkowało koniecznością zakupu droższej energii elektrycznej z sieci.

Podsumowanie dostaw ciepła do 2050 r. zgodnie z w/w informacjami (scenariusz WAM NCBR) obrazuje poniższy wykres.



Rysunek 9. Wykorzystanie ciepła w ciepłownictwie systemowych według scenariusza WAM NCBR

7. Załącznik 3. Szczegółowe zestawienie kosztów scenariusza WAM NCBR

Poniższa tabela zawiera koszty inwestycyjne dla urządzeń wytwórczych i magazynów ciepła.

Nośnik lub technologia		CAPEX [miliardy zł]					RAZEM
		do 2029	2030-2034	2035-2039	2040-2044	2045-2049	
wytwarzanie ciepła	CCGT/OCGT	8,82	26,73	11,88	5,94	5,94	59,31
	kotły gazowe	0,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,89
	Kotły olejowe	0,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,11
	Kotły biomasowe	3,06	0,00	0,00	0,00	0,00	3,06
	Systemy geotermalne	0,50	0,14	0,54	0,54	0,40	2,13
	Spalarnie odpadów	1,68	0,00	0,00	0,00	0,00	1,68
	Kotły elektrodowe	1,73	1,04	1,39	0,00	0,00	4,16
	Pompy ciepła systemowe	6,16	3,69	2,46	3,08	0,00	15,39
	Pompy ciepła domowe powietrzne	4,59	2,75	1,84	2,30	0,00	11,48
	Pompy ciepła domowe gruntowe	1,50	0,90	0,60	0,75	0,00	3,76
	Ciepło odpadowe	0,13	0,29	0,48	0,48	0,48	1,84
	Kolektory słoneczne	1,20	1,20	0,00	0,00	0,00	2,39
magazyny	PTES	1,44	0,86	0,58	0,72	0,00	3,60
	TTES	2,56	1,54	1,02	1,28	0,00	6,40
	Magazyny ciepła domowe	3,53	2,02	1,28	1,56	0,00	8,38
RAZEM		37,90	41,16	22,06	16,64	6,81	124,59

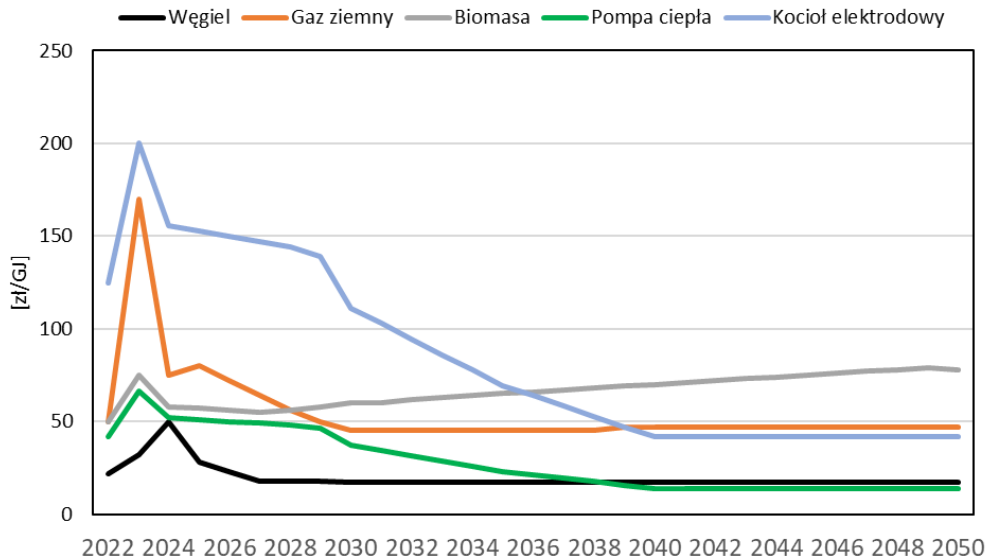
W poniższym zestawieniu uwzględniono koszty stałe, zależne od mocy urządzeń wytwórczych, pogrupowane według wykorzystywanego nośnika energii lub technologii.

Nośnik lub technologia	OPEX koszty stałe [mld zł]					RAZEM
	2025-2029	2030-2034	2035-2039	2040-2044	2045-2049	
Węgiel	2,76	1,09	0,18	0,00	0,00	4,04
Gaz ziemny	1,83	2,42	2,29	1,37	0,41	8,33
Olej	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
Biomasa stała	1,30	1,10	0,69	0,22	0,00	3,31
BioCH4 (Biogaz)/H2, CHP	0,17	0,47	0,88	1,04	1,04	3,60
Geotermia	0,06	0,08	0,11	0,17	0,21	0,64
Spalarnie odpadów	1,08	1,19	1,16	1,08	0,90	5,41
Kotły elektrodowe	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,08
Pompy ciepła	0,21	0,62	0,88	1,10	1,26	4,07
Ciepło odpadowe	0,42	1,14	2,50	4,28	6,06	14,40
Kolektory słoneczne	0,21	0,42	0,60	0,60	0,60	2,42
RAZEM	8,06	8,55	9,30	9,88	10,51	46,31

Poniższa tabela zawiera zestawienie kosztów zmiennych zależnych od ilości wyprodukowanej energii cieplnej. W szczególności są to koszty wykorzystanych paliw.

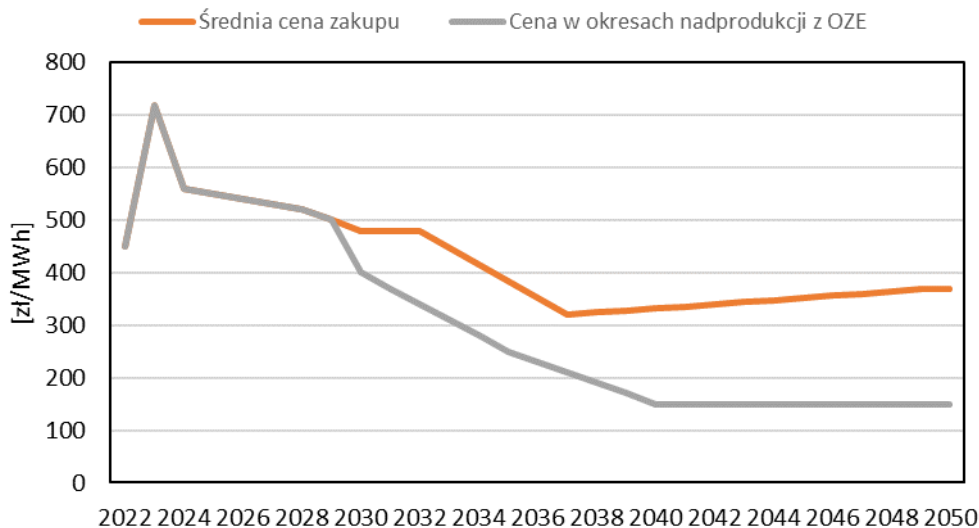
Nośnik lub technologia	OPEX koszty zmienne [mld zł]					RAZEM
	2025-2029	2030-2034	2035-2039	2040-2044	2045-2049	
Węgiel	42,70	17,45	3,85	0,00	0,00	63,99
Gaz ziemny	23,40	25,42	28,48	22,96	8,21	108,47
Olej	1,19	0,77	0,22	0,00	0,00	2,19
Biomasa stała	8,12	7,48	5,09	1,73	0,00	22,42
BioCH4 (Biogaz)/H2, CHP	1,07	2,03	3,86	4,70	4,70	16,36
Spalarnie odpadów	0,54	1,70	2,45	3,84	4,23	12,76
Kotły elektrodowe	1,30	1,46	1,40	1,25	1,33	6,74
Pompy ciepła	2,99	5,86	5,13	4,58	5,21	23,77
RAZEM	81,31	62,16	50,49	39,07	23,68	256,70

Prognoza cen paliwa w zależności od nośnika lub metody wytwarzania. Ceny paliw nie uwzględniają cen uprawnień do emisji, ceny energii elektrycznej uwzględniają zakup w okresach niższych cen przy nadprodukcji z OZE.



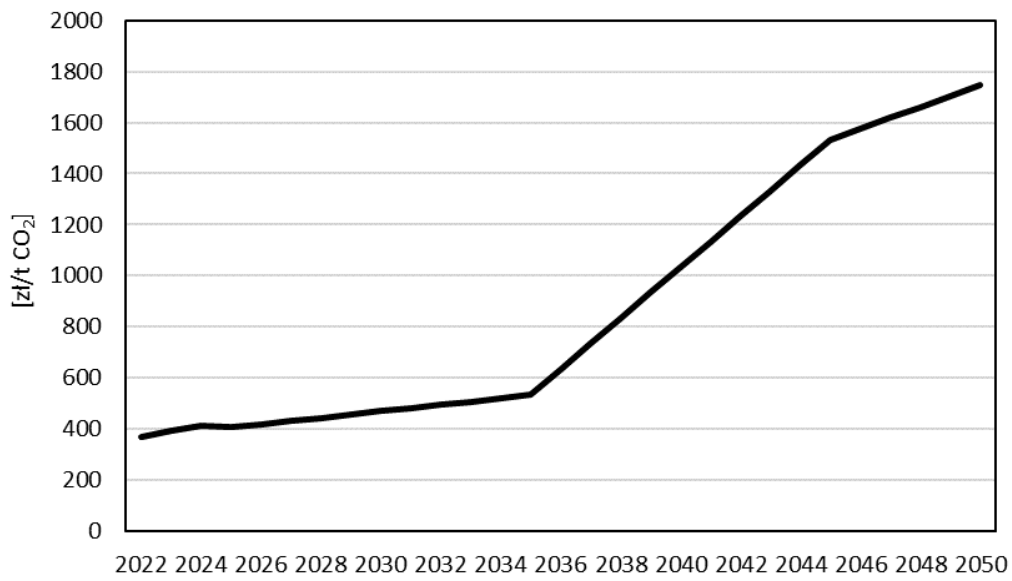
Rysunek 10. Prognoza cen energii paliw w zależności od nośnika lub metody wytwarzania

Pompy ciepła (a w jeszcze większym stopniu kotły elektrodowe), współpracując z magazynami ciepła o wielodniowej pojemności, będą pracowały ładując magazyny w okresach nadpodaży energii elektrycznej z OZE, czyli po niższych cenach. Na wykresie poniżej pomarańczowa linia pokazuje średnie ceny roczne, linia szara szacowaną średnią cenę zakupu energii elektrycznej przez ciepłownię w okresie nadprodukcji z OZE.



Rysunek 11. Prognoza cen energii elektrycznej do 2050 roku

Prognoza cen ETS do 2050 roku.



Rysunek 12. Prognoza cen uprawnień ETS do emisji CO₂

8. Załącznik 4. Postulowane zmiany w KPEiK

Zmiany treści:

1. W rozdziale „Cel 1.2.2.” podrozdział „POLITYKA”, w pierwszym akapicie postulujemy usunięcie spalania biomasy oraz ograniczenie znaczenia termicznego przekształcania odpadów jako preferowanych rozwiązań problemów ciepłownictwa systemowego. Technologie spalania są schyłkowe – Unia Europejska z pewnością w niedalekiej przyszłości obejmie je opłatami ETS. Inwestowanie w te rozwiązania nie jest przyszłościowe. Biomasa może być wykorzystana po przetworzeniu jako nawóz oraz w procesach chemicznych, w których zastąpi substraty wytwarzane z paliw kopalnych. O dostęp do odpadów energetycznych ciepłownictwo systemowe będzie konkurowało z sektorem wytwórczym materiałów budowlanych.

Uzupełnienie treści:

1. Dodać jako drugi akapit w „Cel 1.2.2” podrozdział „POLITYKA” zapis: *Przekształcenie ciepłownictwa systemowego w kierunku odnawialnych źródeł energii wymaga elektryfikacji tego sektora oraz budowy dużych magazynów ciepła, które będą akumulowały nadwyżki energii elektrycznej z generacji OZE w systemie. Optymalizacja ekonomiczna rozwiązań OZE w ciepłownictwie wymusza zastosowanie szczytowych źródeł, które powinny pełnić rolę elektroenergetycznych źródeł dyspozycyjnych, dostarczając energii elektrycznej w okresach jej niedoboru w Krajowym Systemie Energetycznym. W ten sposób dekarbonizacja ciepłownictwa systemowego wywrze pozytywny wpływ na dekarbonizację sektora elektroenergetycznego. Istotnym krokiem na drodze do dekarbonizacji ciepłownictwa systemowego jest obniżenie temperatury zasilania w sieciach ciepłowniczych. Jest to warunek konieczny dla racjonalnego wykorzystania wysokoefektywnych metod wytwarzania ciepła z odnawialnych źródeł, ograniczenia strat w przesyłce, a tym samym w efekcie końcowym obniżenia kosztu ciepła dla konsumenta. Za ważny aspekt uznaje się pozyskiwanie na rzecz ciepłownictwa systemowego, ciepła odpadowego zarówno nisko- jak i wysokotemperaturowego, pochodzącego zarówno z sektora usługowego jak i przemysłu. Dlatego zostaną podjęte działania, które doprowadzą do ekonomicznej opłacalności inwestycji i użytkowania takich rozwiązań.*
2. Na koniec rozdziału „Cel 1.2.2” podrozdział „POLITYKA” dodać akapit: *Zostaną podjęte działania badawczo-rozwojowe, których celem jest opracowanie i wdrożenie technologii dedykowanych dla ciepłownictwa opartego o odnawialne źródła energii, w szczególności rozwiązań dotyczących wytwarzania, magazynowania i dostarczania ciepła.*
3. Na końcu akapitu w „Cel 1.2.4” podrozdział „POLITYKA” dodać zapis: *Za ważny aspekt uznaje się pozyskiwanie na rzecz ciepłownictwa systemowego, ciepła odpadowego zarówno nisko- jak i wysokotemperaturowego, pochodzącego z przemysłu. Dlatego zostaną podjęte działania, które doprowadzą do ekonomicznej opłacalności inwestycji i użytkowania takich rozwiązań.*
4. Przed obecnym „Cel 3.3.4” dodać nowy cel „Krajowy program budowy biometanowni”. W nim powinny swoje miejsce znaleźć działania budowy biometanowni miejskich i wiejskich oraz gazowych sieci przesyłowych na ich potrzeby. A także opracowanie odpowiednich technologii i regulacji.
5. Dodać nowy „Cel 3.4.2 Zastępowanie ropy naftowej surowcami i paliwami odnawialnymi”.
6. Dodać nowy „Cel 3.4.3 Zastępowanie ropy naftowej produktami wytwarzanymi z odpadów”.
7. Zmodyfikować „Działanie 75. Wsparcie rozwoju systemów wodorowych w ciepłownictwie.” Poprzez zmianę definicji z:
„Działanie ma na celu przygotowanie do wdrożenia wodoru odnawialnego w polskim ciepłownictwie poprzez wsparcie badań i rozwoju w tym zakresie.”
na

„Działanie ma na celu przygotowanie do wdrożenia szczytowego i dyspozycyjnego wykorzystania wodoru odnawialnego w polskim ciepłownictwie poprzez wsparcie badań i rozwoju w tym zakresie.”

Nowe działania:

1. W rozdziale „DZIAŁANIA – Wymiar 1. Obniżenie emisyjności” dodać następujące nowe działania:
 - Instrument finansowy – Wsparcie budowy elektrycznych źródeł odnawialnej energii oraz linii przesyłowych na potrzeby ciepłownictwa systemowego
 - Instrument finansowy – Budowa miejskich magazynów ciepła
 - Instrument finansowy – Budowa osiedlowych magazynów ciepła
 - Instrument finansowy – Budowa magazynów ciepła w budynkach wielorodzinnych
 - Instrument finansowy – Dekarbonizacja ciepłowni systemowych.
Celem działania jest wsparcie budowy źródeł wytwórczych OZE w ciepłownictwie systemowym, obejmujące dofinansowanie inwestycji w źródła energii elektrycznej, szczytowe źródła kogeneracji gazowej oraz elektryczne urządzenia wytwórcze ciepła (pompy ciepła, kotły elektrodowe), a także budowę magazynów ciepła.
 - Instrument finansowy – Dofinansowanie budowy innowacyjnych oczyszczalni ścieków, umożliwiających zastosowanie strategii gospodarki z zamkniętym obiegiem wody i biogenów.
 - Instrument finansowy – Dofinansowanie rozwiązań technicznych służących małej retencji wody, w celu zaspokajania wodą deszczową potrzeb domów i biur, ochrony zasobów wód głębinowych, przeciwdziałanie suszom i powodziom.
 - Instrument finansowy – Dofinansowanie budowy biometanowni oraz instalacji przesyłowych.
 - Określenie zasad naliczania taryf dla ciepłownictwa systemowego, z uwzględnieniem migracji w kierunku OZE oraz przejścia na ciepłownictwo niskotemperaturowe.
 - Instrument finansowy – Termomodernizacje budynków.
 - Instrument finansowy – Wymiana domowych źródeł ciepła na pompy ciepła oraz instalacja domowych magazynów ciepła.
2. W rozdziale „DZIAŁANIA – Wymiar 2. Efektywność energetyczna” dodać następujące nowe działania:
 - Instrument finansowy – Stymulowanie budownictwa efektywnego energetycznie i zeroemisyjnego.
 - Instrument finansowy – Dofinansowanie instalacji nowoczesnej wentylacji mechanicznej w szkołach oraz innych budynkach.
3. W rozdziale „DZIAŁANIA – Wymiar 3. Bezpieczeństwo energetyczne” dodać następujące nowe działania:
 - Skrócenie okresu formalno-prawnego koniecznego dla realizacji budowy elektrowni wiatrowych.
 - Współpraca sektora ciepłowniczego i elektroenergetycznego.
Celem działania jest umożliwienie świadczenia przez sektor ciepłownictwa systemowego ekonomicznie uzasadnionej usługi stabilizacji krajowego systemu energetycznego w zakresie dyspozycyjnego wytwarzania energii elektrycznej. Ciepłownictwo systemowe powinno zużywać energię elektryczną w okresach jej nadprodukcji wynikającej z pogodozależności odnawialnych źródeł energii oraz dostarczać energię elektryczną w okresach jej niedoboru.
4. W rozdziale „DZIAŁANIA – Wymiar 4. Wewnętrzny rynek energii i społeczne aspekty transformacji” dodać następujące działania:
 - Wsparcie budowy ciepłowni systemowych jako elementu stabilizującego pracę energetycznych społeczności lokalnych.

5. W rozdziale „DZIAŁANIA – Wymiar 5. Badania naukowe, innowacje i konkurencyjność” dodać następujące działania:

- Wsparcie dla realizacji przedsięwzięć realizowanych w formule PCP (Pre-Commercial Procurement) w Narodowym Centrum Badań i Rozwoju. Realizowane będą projekty ukierunkowane w szczególności na wsparcie rozwoju technologii energetyki odnawialnej, osiągnięcie neutralności klimatycznej, uniezależnienie wzrostu gospodarczego od zużycia surowców naturalnych, ochronę przyrody i bioróżnorodności, rozwój technologii produkcji żywności przyjaznych środowisku, modelowanie procesów i rozwiązań identyfikowanych na drodze transformacji.
- Opracowanie technologii innowacyjnych systemów magazynowania energii elektrycznej do stacjonarnych zastosowań domowych oraz przemysłowych.
- Opracowanie technologii przemysłowych wielkoskalowych pomp ciepła.

Działanie polega na przeprowadzeniu w skali kraju analiz uwarunkowań możliwości wykorzystania dolnego źródła do pracy pomp ciepła m.in. ścieków z oczyszczalni ścieków, ciepła odpadowego, zbiorników wodnych, rzek i in., w zasięgu lokalnych sieci ciepłowniczych. Podjęte działania zapewnią możliwość opracowania studium wykonalności inwestycji z uwzględnieniem wielkoskalowych pomp ciepła i mogą mieć znaczący wpływ na lokalizację źródeł OZE energii elektrycznej oraz modernizację sieci elektroenergetycznej w Polsce.