



# Elektryfikacja ciepłownictwa w Polsce

Droga do czystego ciepła

Forum Energii to think tank działający w obszarze energetyki. Naszą misją jest tworzenie fundamentów efektywnej, bezpiecznej, czystej i innowacyjnej energetyki w oparciu o dane i analizy.

Wszystkie analizy i publikacje Forum Energii są udostępniane nieodpłatnie i mogą być powielane pod warunkiem wskazania źródła i autorów.

#### AUTORZY

Jan Rosenow, Regulatory Assistance Project  
Andrzej Rubczyński, Forum Energii  
Piotr Kleinschmidt, Forum Energii

#### WSPÓŁPRACA

dr Joanna Maćkowiak-Pandera, Forum Energii

#### REDAKCJA

Karolina Błachnio

#### OPRACOWANIE GRAFICZNE

Karol Koszniec

#### PODZIĘKOWANIA

Raport powstał we współpracy z Regulatory Assistance Project dzięki wsparciu udzielonemu przez Aspen Global Change Institute.

#### DATA PUBLIKACJI

styczeń 2021

Wstęp (dr Joanna Maćkowiak-Pandera)	
1. Tło analizy. Dlaczego elektryfikacja ciepłownictwa jest nieunikniona?	3
2. Główne wnioski i kierunki działania	5
3. Kierunki zmian prawnych kluczowe dla elektryfikacji ciepłownictwa	7
4. Efektywność energetyczna jako priorytet	9
5. Elektryfikacja ciepła — którą technologię wybrać?	11
6. Integracja zelektryfikowanego ciepła z KSE	17
7. Nowe modele biznesowe	23
8. Podsumowanie. Co zyskujemy?	29
Literatura	30

## Wstęp

Nadchodzi czas nowego ciepłownictwa w Polsce. Przy starzejącej się infrastrukturze, nie da się utrzymać obecnego stanu rzeczy. Z jednej strony problemem są wysokie koszty zapewniania ciepła systemowego, które w ogromnej większości działa dziś nieefektywnie i oparte jest na spalaniu węgla. Z drugiej strony doskwiera brak regulacji wspierających rozwój czystych źródeł ciepła w indywidualnych gospodarstwach domowych. Płacimy za to największym w całej UE uwęgleniem ogrzewnictwa indywidualnego i fatalnej jakości powietrzem zimą. Szeroko rozumiane ciepłownictwo to od lat mocno zaniedbany obszar sektora energii w Polsce.

Mamy jednak w perspektywie nie tylko samą potrzebę działania, ale także duże pieniądze unijne na transformację energetyczną, które można wykorzystać na m.in. czyste ciepło. Realizując konsekwentnie ten priorytet, Polska może pozbyć się smogu zimowego, radykalnie poprawić jakość życia i zmniejszyć koszty zdrowotne, a także ograniczyć emisje CO<sub>2</sub> z dużych systemów ciepłowniczych.

Możemy to osiągnąć dokonując skoku technologicznego – inwestując w ogrzewanie elektryczne, a szczególnie w pompy ciepła, zarówno w gospodarstwach domowych jak i ciepłownictwie wielkoskalowym. Urządzenia te mogą być zasilane energią pochodzącą ze źródeł odnawialnych. Taka zmiana w krótkim czasie pozwoliłaby przyspieszyć odchodzenie od spalania paliw kopalnych w Polsce, na czym zyska nie tylko klimat i środowisko. Poprawi się też nasze bezpieczeństwo energetyczne, ponieważ w coraz mniejszym stopniu będziemy uzależnieni od importu węgla oraz gazu.

Elektryfikacja ciepłownictwa pociąga jednak za sobą kolejne zmiany. Pompy ciepła mogą pomóc w bilansowaniu systemu elektroenergetycznego czy magazynowaniu energii. Z drugiej strony upowszechnienie wykorzystania pomp pozbawione planowania może spowodować wzrost szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną, czyli znaczne koszty utrzymania mocy szczytowych. Dlatego ważna jest mądra integracja urządzeń grzewczych w całym systemie energetycznym. Jak to zrobić? I jak w nowej rzeczywistości mogą odnaleźć się przedsiębiorstwa ciepłownicze?

2

Właśnie tymi zagadnieniami, wraz z Regulatory Assistance Project, zajmujemy się w niniejszej analizie.

Życzymy dobrej lektury i mądrych decyzji

Z poważaniem  
**Dr Joanna Maćkowiak Pandera**  
Prezes Forum Energii

## 1. Tło analizy. Dlaczego elektryfikacja ciepłownictwa jest nieunikniona?

**Na ogrzewanie budynków i podgrzewanie wody użytkowej kierowana jest jedna trzecia strumienia energii końcowej w Polsce. Połowa ciepła wytworzonego w indywidualnych źródłach ogrzewania pochodzi ze spalania węgla. Ciepłownictwo systemowe w trzech czwartych bazuje na węglu, a małe systemy niemal całkowicie zależą od tego paliwa.**

Sektor ciepłowniczy w Polsce jest na rozdrożu. Utrzymywanie dotychczasowej struktury paliwowo-technologicznej oraz powiązanych z nią modeli biznesowych odchodzi w przeszłość. Wynika to z postępu technicznego, polityki klimatycznej i kończenia się zasobów taniego i dobrej jakości węgla w Polsce. Tradycyjne stosowanie węgla jako paliwa w ciepłownictwie nie ma przyszłości, jeżeli chcemy poprawić jakość powietrza, w tym ograniczyć emisję CO<sub>2</sub>. Paliwa kopalne w ciepłownictwie muszą zostać zastąpione czystymi źródłami ciepła. Do roku 2030 powinna nastąpić eliminacja węgla z indywidualnego ogrzewania gospodarstw domowych. W ciepłownictwie systemowym zapewne dojdzie do tego parę lat później, ale i tu zmiana jest nieunikniona ze względu na kurczącą się podaż krajowego węgla, rosnące koszty emisji CO<sub>2</sub> oraz stopień zużycia tradycyjnych instalacji ciepłowniczych.

Pojawia się więc istotne pytanie o to, jakie inne technologie ciepłownicze mogą być wykorzystywane, by były wsparciem dla dochodzenia do neutralności klimatycznej. Obecne trendy pokazują, że w przyszłości będzie się wykorzystywać całą gamę źródeł energii z mocnym naciskiem na energię odnawialną i odzyskaną z innych procesów. Paliwa kopalne: węgiel, a następnie gaz zostaną zastąpione w ciepłownictwie przez:

- energię elektryczną, która pozwala na korzystanie z zasobów energii odnawialnej dzięki zastosowaniu pomp ciepła,
- lokalną biomasę oraz biogaz zasilające małe sieci ciepłownicze,
- źródła geotermalne zasilające niskotemperaturowe sieci ciepłownicze,
- energię słoneczną w budownictwie indywidualnym i systemowym,
- energię odpadową z procesów technicznych,
- energię z odpadów komunalnych i przemysłowych,
- zielony wodór z nadwyżek energii elektrycznej z OZE zasilający jednostki kogeneracyjne.

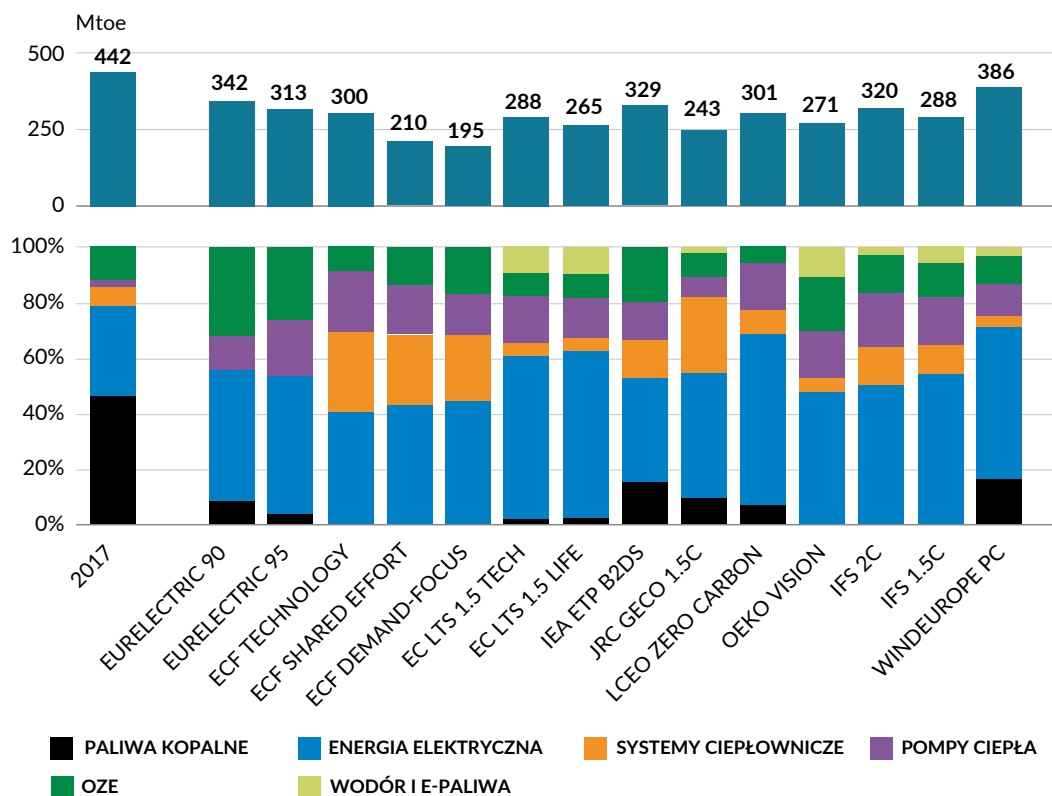
3

Wszystkie te technologie są możliwe do wykorzystania w ciepłownictwie systemowym. Jednak w przypadku indywidualnych gospodarstw domowych wybór będzie mniejszy i zawęzi się do ogrzewania przy pomocy energii elektrycznej, słonecznej oraz w małym stopniu biomasy. Gaz ziemny jako paliwo przejściowe będzie stopniowo zanikał, częściowo wypierany przez zielony wodór i inne bezemisyjne źródła ciepła. Należy też pamiętać, że w przyszłości standardy energetyczne budynków będą zdecydowanie ostrzejsze od obecnych, a zużycie energii pierwotnej spadnie o 60-80%. W takich warunkach energia pochodząca z zewnętrznych źródeł posłuży jedynie dogrzaniu budynków dla utrzymania komfortu cieplnego, a nie stałemu ich ogrzewaniu. Efektywność energetyczna budynków jest fundamentem dla optymalnej kosztowo transformacji ciepłownictwa.

Porównanie scenariuszy dekarbonizacji obszaru ciepłownictwa w UE, wykonanych przez różne ośrodki badawcze, pokazuje dużą rolę energii elektrycznej w ogrzewaniu budynków. Analizy wskazują na to, że w poszczególnych krajach UE do 2030 roku od 10% do 35% kotłów lub pieców grzewczych (na olej, węgiel i gaz) musi zostać zastąpionych bezemisyjnymi źródłami ciepła, aby osiągnąć redukcję emisji CO<sub>2</sub> na poziomie 50%. Główną technologią zastępczą będą pompy ciepła i ciepłownictwo systemowe zasilane energią niskoemisyjną lub bezemisyjną<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> *Towards net-zero emissions in the EU energy system by 2050.*, Joint Research Centre, 2020, [https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC118592/towards\\_net-zero\\_emissions\\_in\\_the\\_eu\\_energy\\_system\\_-\\_insights\\_from\\_scenarios\\_in\\_line\\_with\\_2030\\_and\\_2050\\_ambitions\\_of\\_the\\_european\\_green\\_deal\\_on.pdf](https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC118592/towards_net-zero_emissions_in_the_eu_energy_system_-_insights_from_scenarios_in_line_with_2030_and_2050_ambitions_of_the_european_green_deal_on.pdf)

Rysunek 1. Zużycie energii końcowej i miks źródeł ciepła w budownictwie w UE-28 w scenariuszach osiągających co najmniej 90% redukcji emisji CO<sub>2</sub> w 2050 roku



4

Źródło: Joint Research Centre, 2020.

**Elektryfikacja i efektywność energetyczna będą dwiema głównymi strategiami dekarbonizacji całego sektora ciepłownictwa.**

Proces dekarbonizacji gospodarki spowoduje, że ciepłownictwo i system elektroenergetyczny będą coraz silniej ze sobą powiązane. Z jednej strony zastępowanie paliw kopalnych (w pierwszej kolejności węgla) elektrycznymi źródłami ogrzewania zwiększy zużycie energii elektrycznej pochodzącej z systemu elektroenergetycznego (KSE). Jednak pompy ciepła, ze względu na wysoką sprawność procesu, pozwolą ograniczyć ten wzrost zapotrzebowania bardziej niż inne urządzenia takie jak piece czy kotły elektryczne. Z drugiej strony zastosowanie elektrycznych urządzeń grzewczych może się przyczynić do zwiększenia elastyczności strony popytowej, a tym samym do wzmocnienia stabilności pracy KSE z dużym udziałem zmiennych OZE (PV, farmy wiatrowe). Jeśli odbiorcy ciepła zgodzą się na elastyczność – pozwoli to na optymalne wykorzystanie infrastruktury sieciowej i uniknięcie nadmiernych kosztów rozbudowy sieci elektroenergetycznych. Zatem kluczem do współpracy ciepłownictwa i elektroenergetyki jest wykorzystanie właściwości ciepłych budynków oraz zarządzanie pracą wielu urządzeń grzewczych. Dodatkowo zdalne sterowanie produkcją ciepła w zależności od bieżącej sytuacji w systemie elektroenergetycznym pozwoli na zwiększenie wykorzystania OZE w systemie oraz uniknięcie kosztów budowy nowych mocy wytwórczych i modernizacji sieci energetycznych.

**Elastyczność ciepłownictwa pozwoli na stabilniejszą pracę KSE i zwiększenie udziału zmiennych OZE w produkcji energii elektrycznej.**

- Domy o wysokiej efektywności energetycznej są dobrymi akumulatorami ciepła, co pozwala na wyłączenie urządzeń grzewczych na kilka godzin podczas szczytu zapotrzebowania na energię elektryczną bez utraty komfortu cieplnego przez mieszkańców.
- Magazyny ciepła współpracujące z pompami ciepła powinny być standardowym rozwiązaniem w ciepłownictwie systemowym i niesystemowym.

## 2. Główne wnioski i kierunki działania

Elektryfikacja ciepła to duży projekt wymagający edukacji, mobilizacji środków finansowych oraz zmian legislacyjnych. Poniżej prezentujemy kluczowe działania, które przyspieszą ten proces, wesprą dekarbonizację ciepłownictwa oraz poprawę jakości powietrza w Polsce.

### Zmniejszenie zużycia energii przez budynki

Poprawa efektywności energetycznej budynków jest fundamentem skutecznej transformacji ciepłownictwa, ponieważ gwarantuje zachowanie racjonalności kosztów ogrzewania gospodarstw domowych. Należy opracować i wcielić w życie ambitną strategię termomodernizacji budynków wraz z konkretnymi celami redukcji zużycia energii końcowej dla potrzeb grzewczych oraz standardami ich osiągnięcia. Analizy przeprowadzone przez Forum Energii<sup>2</sup> wskazują na możliwość zmniejszenia zużycia energii pierwotnej przez wszystkie istniejące budynki o 60-80% do roku 2050 w stosunku do stanu obecnego.

### Wycofanie węgla z ciepłownictwa

Rozwój czystych technologii grzewczych nie będzie możliwy bez ustanowienia wiążących prawnie terminów zaprzestania spalania węgla dla celów grzewczych. Ogrzewnictwo indywidualne w Polsce, do którego wykorzystuje się niskiej jakości węgiel i paliwa odpadowe, jest nie tylko źródłem emisji CO<sub>2</sub>, ale także toksycznego smogu. Dlatego całkowite wycofanie węgla z ogrzewnictwa indywidualnego gospodarstw domowych powinno nastąpić do roku 2030, a w ciepłownictwie systemowym do roku 2035. Przyjęcie tych celów pozwoli całemu sektorowi znaleźć się na ścieżce do pełnej dekarbonizacji do roku 2050.

### Integracja ciepłownictwa z systemem elektroenergetycznym

Urządzenia grzewcze zasilane energią elektryczną mogą wesprzeć bilansowanie KSE dzięki swojej zdolności do elastycznej pracy. Inteligentne sterowanie źródłami ciepła oraz wykorzystanie akumulatorów może uniezależnić produkcję od bieżącego zapotrzebowania na ciepło i dostosować ją do chwilowych potrzeb systemu elektroenergetycznego. To wzmocni stabilność pracy całego KSE. Jest to szczególnie ważne ze względu na rosnący trend produkcji energii ze zmiennych OZE.

### Ułatwienia dla elektrycznych urządzeń grzewczych

Opracowanie elastycznych taryf na energię elektryczną pozwoli na osiągnięcie realnych oszczędności w przypadku korzystania z elektrycznych urządzeń grzewczych. Ponadto sterowanie popytem (DSR) wielu użytkowników urządzeń grzewczych ograniczy koszty bilansowania pracy systemu elektroenergetycznego, przynosząc dodatkowy przychód z nowej usługi systemowej.

Projektując nowe budynki, należy pamiętać o unijnym celu neutralności klimatycznej całego ciepłownictwa i chłodnictwa. Już w najbliższych latach budynki oddawane do użytku powinny być zasilane przez zeroemisyjne źródła ciepła.

2 Czyste ciepło 2030. Strategia dla ciepłownictwa, Forum Energii, 2019, <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/czyste-cieplo-2030>.

Pozwoli to uniknąć w przyszłości wydatków na modernizację instalacji grzewczej. Jednak w przypadku już istniejących obiektów pojawi się konieczność wymiany źródła ciepła na zeroemisyjne oraz dostosowania instalacji wewnętrznych, co będzie się wiązało z dodatkowymi kosztami, wobec czego niezbędne będzie wdrożenie stosownych programów pomocowych dla właścicieli budynków.

#### **Ogrzewanie jako usługa – montaż pomp ciepła przez przedsiębiorstwa ciepłownicze**

Dyrektywa OZE nakłada pośrednio na przedsiębiorstwa ciepłownicze obowiązek rocznego wzrostu udziału OZE i ciepła odpadowego w całkowitym strumieniu na poziomie 1,1-1,3 p.p. Aby wypełnić zobowiązania, spółki ciepłownicze mogą rozszerzyć swoją działalność o montaż pomp ciepła dla klientów indywidualnych, np. w formule ESCO. Produkcja ciepła w zainstalowanych urządzeniach powinna zostać wliczona w wymagany coroczny wzrost udziału energii z OZE w przedsiębiorstwie ciepłowniczym. Rozszerzy to działalność operacyjną przedsiębiorstw oraz przyspieszy wzrost udziału energii z OZE w krajowym bilansie. Co więcej, profesjonalne działanie licznych firm ciepłowniczych może doprowadzić do powstania efektu skali pozwalającego na standaryzację urządzeń, zmniejszenie kosztów produkcji pomp ciepła (CAPEX), a tym samym kosztu ogrzewania domów. Z takiej usługi mogłyby skorzystać gospodarstwa domowe, które nie mają możliwości podłączenia do sieci ciepłowniczej oraz budynki powstające na końcówkach sieci.

#### **Zmiana współczynnika nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej $W_p$**

Warunki techniczne dla budynków obowiązujące od 2021 roku przyniosą restrykcyjne wymagania energetyczne dla nowych i modernizowanych obiektów. Ich spełnienie wymaga w wielu przypadkach stosowania odnawialnych źródeł energii jako źródeł grzewczych w budynkach. Rozwiązaniem mogłoby być instalowanie pomp ciepła, które dostarczają energię odnawialną. Jednak ich stosowanie zależy od wielkości współczynnika  $W_p$  wykorzystywanego do obliczania zużycia energii przez budynek. Wartość współczynnika, która jest pochodną uwęglenia miksu wytwórczego w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, nie była aktualizowana od lat, co działa na niekorzyść elektrycznych technologii grzewczych. Biorąc pod uwagę stale rosnący udział energii z OZE w KSE, należy zmniejszyć i uaktualnić wielkość współczynnika  $W_p$ , aby dać silniejszy bodziec procesowi elektryfikacji ciepła. Ekspertskie wyliczenia wskazują na to, że powinien on mieć wartość nie większą niż 2,5. Dziś jest to 3,0.

#### **Zapewnienie równowagi konkurencyjnej na rynku urządzeń grzewczych**

System ETS (handlu uprawnieniami do emisji  $CO_2$ ) co do zasady nie obejmuje urządzeń grzewczych poniżej 20 MWt oraz wykorzystywanych do indywidualnego ogrzewania. Jednak elektryczne urządzenia grzewcze (w tym pompy ciepła) uczestniczą w systemie ETS pośrednio, ponieważ korzystają z energii elektrycznej z KSE, a ta obciążona jest kosztami  $CO_2$ . A to powoduje zawyżenie kosztów eksploatacyjnych takich urządzeń w porównaniu np. do kotłów gazowych czy węglowych. Konieczne jest więc doprowadzenie do wyrównania warunków konkurencji na rynku urządzeń grzewczych. Można to zrobić np. poprzez odpowiednią politykę podatkową – zmniejszając VAT dla instalacji o mniejszym wpływie na klimat i środowisko.

#### **Przystosowanie instalacji w budynkach do odbioru ciepła niskotemperaturowego**

Wykorzystanie pomp ciepła, energii odnawialnej (solarnej, geotermalnej) oraz energii odpadowej z procesów technicznych wymaga obniżenia temperatury czynnika grzewczego. Im niższa temperatura, tym więcej taniej energii pierwotnej można wykorzystać. Należy zatem rozważyć wprowadzenie obowiązku projektowania instalacji grzewczych w nowych budynkach na temperaturę wody nie wyższą niż 55°C, a nawet niższą. Zwiększy to efektywność pracy pomp ciepła oraz udział ciepła z OZE. Dodatkowo warto przeznaczyć część puli dotacji, np. w Programie Czyste Powietrze, na modernizację instalacji wewnętrznych umożliwiających obniżenie temperatury czynnika grzewczego.

#### **Wzmocnienie działań badawczo-rozwojowych**

Pompy ciepła pojawiły się na rynku około 50 lat temu, w latach 70. XX wieku. Ich masowa komercjalizacja nastąpiła 20 lat temu. Jest to więc stosunkowo młoda branża korzystająca z osiągnięć termodynamiki, mechaniki, hydrauliki czy informatyki. Wyjście naprzeciw nowym wyzwaniom wymaga połączenia potencjału naukowego i przemysłowego. Polska dysponuje kapitałem przemysłowym w postaci wielu innowacyjnych przedsiębiorstw oraz doświadczoną



kadram naukową. Warto wykorzystać te krajowe zasoby dla opracowania produktów, które mogłyby się stać towarami eksportowymi tworzącymi wysokomarżowe miejsca pracy.

### Zwiększenie świadomości społecznej i wiedzy specjalistycznej

Elektryfikację ciepłownictwa można przyspieszyć, jeżeli wzrośnie świadomość korzyści z niej płynących u potencjalnych inwestorów. Dla gospodarstw domowych szczególnie atrakcyjne ekonomicznie może być stosowanie do ogrzewania i chłodzenia domu pompy ciepła. Konieczne jest jednak stworzenie sieci doradztwa na poziomie gminnym, aby wesprzeć mieszkańców wiedzą techniczną, organizacyjną oraz ekonomiczną w tym zakresie.

Szybki postęp w rozwoju technologicznym pomp ciepła wymaga także zdobycia aktualnej wiedzy przez projektantów budynków i instalatorów. Tymczasem obecnie nie ma żadnego ogólnopolskiego programu edukacyjnego w tym obszarze. Zbyt mało jest techników i studiów wyższych dedykowanych technologiom grzewczym. Dlatego barierą rozwoju technologii pomp ciepła w kraju może okazać się nie tyle brak urządzeń na rynku, co niedobór wykwalifikowanej kadry. Należy więc stworzyć odpowiednie programy szkoleniowe i zadbać o edukację specjalistyczną.

### Mechanizmy finansowania elektryfikacji ciepłownictwa

Istotną barierą wejścia przeciętnego gospodarstwa domowego jest brak wystarczających zasobów kapitałowych na przeprowadzenie procesu głębokiej termomodernizacji budynku i zmiany źródła ogrzewania. Oprócz funkcjonujących już programów dotacyjnych i ulg podatkowych należy poszukiwać nowych mechanizmów wspierających transformację ciepłownictwa. Mogą to być rozwinięte usługi typu ESCO, bodźce podatkowe, dedykowane taryfy na energię itp. Należy też pamiętać o puli środków z Funduszu Odbudowy UE (Recovery Fund) na rozwój niskoemisyjnych źródeł ciepła.

## 3. Kierunki zmian prawnych kluczowe dla elektryfikacji ciepłownictwa

Przyspieszają prace nad przełożeniem idei neutralności klimatycznej w 2050 roku na konkretne inicjatywy legislacyjne na poziomie unijnym. Zwiększają się też ambicje dotyczące celów na rok 2030, co zostało przedstawione przez Komisję Europejską w dokumencie *Impact Assessment on Stepping up Europe's 2030 Climate Ambition* (tabela 1).

Tabela 1. Cele Unii Europejskiej do roku 2030. Stan obecny i propozycje Komisji Europejskiej

Cele	Obecny cel	Propozycja zmiany
Redukcja emisji gazów cieplarnianych vs. stan z 1990 roku	40%	55%
Poprawa efektywności energetycznej w stosunku do prognozy z 2007 roku	32,5%	39-40%
Udział odnawialnych źródeł energii w końcowym zużyciu energii brutto	32%	38-40%

Źródło: *Impact Assessment on Stepping up Europe's 2030 Climate Ambition, 2020*

Komisja Europejska wskazuje na wiodącą rolę budynków w drodze do neutralności klimatycznej i redukcji emisji gazów cieplarnianych. Podstawowy warunek to obniżenie zużycia energii.

W skali Unii Europejskiej aż 75% budynków jest nieefektywnych energetycznie, co przyczynia się do zwiększenia zużycia paliw i zanieczyszczenia środowiska. Aktualnie jedynie 1% budynków w UE jest termomodernizowanych co roku. Spełnienie celów stawianych na rok 2030 wymaga potrojenia tego wskaźnika. Komisja Europejska przygotowuje proces rewizji stosownych dyrektyw i celów cząstkowych nazwany roboczo jako Fala Renowacji (Renovation Wave). Pakiet działań zawiera szereg inicjatyw legislacyjnych prowadzących m.in. do poprawy efektywności energetycznej

budynków i wzrostu udziału ciepła z OZE. Ponadto przewiduje się ściślejszą współpracę ogrzewnictwa indywidualnego z systemem elektroenergetycznym (KSE). W strategii integracji sektorów Komisja Europejska mówi o wiodącej roli pomp ciepła w budownictwie. Zarządzanie pracą wielu pomp ciepła w zależności od sytuacji w KSE pozwoli w przyszłości na zwiększenie udziału energii ze zmiennych OZE i jednocześnie na stabilniejszą pracę systemu energetycznego.

### Sektor budynków w systemie ETS

Podstawą realizacji polityki klimatycznej przez Unię Europejską jest system handlu uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub>. Dotychczas to narzędzie kojarzone było z zawodową energetyką i największymi graczami na rynku energetyczno-paliwowym. Jednak w najbliższej dekadzie uwaga zostanie przekierowana na koniec łańcucha przemian energetycznych, tj. na odbiorców końcowych. Rewizja dyrektywy ETS docelowo ma doprowadzić do objęcia systemem handlu uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub> całego sektora budynków.

Komisja Europejska wskazuje na możliwe rozwiązania takie jak:

- rozszerzenie systemu ETS na więcej sektorów,
- odrębny od ETS unijny system dla sektora budynków,
- obowiązkowa cena za emisję CO<sub>2</sub> (np. stosowanie obciążeń podatkowych).

Rozszerzenie systemu ETS na sektor budynków spowoduje utratę uprzywilejowanej pozycji przez indywidualne źródła grzewcze na paliwa kopalne, wynikającej z braku obciążenia ich kosztami środowiskowymi.

Drugim kierunkiem zmian ma być przyspieszona redukcja ilości uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na rynku. W efekcie ceny uprawnień mogą wzrosnąć do 76 euro w 2030 roku<sup>3</sup>. Oznacza to trzykrotny wzrost względem obecnych cen i prawdopodobną nieopłacalność spalania paliw kopalnych. Te działania mają wspierać realizację ambitnych celów klimatycznych UE.

### Integracja ciepłownictwa z systemem energetycznym<sup>4</sup>

W lipcu 2020 roku Komisja Europejska przyjęła strategię łączenia sektorów energii (sector coupling). Dokument ten wyznacza kierunki rozwoju m. in. dla ciepłownictwa. To elektryfikacja otwiera drogę do zmian w sposobie wytwarzania ciepła. Energia elektryczna wykorzystywana do ogrzewania, ma być produkowana ze źródeł odnawialnych. KE wskazuje, że to właśnie pompy ciepła będą kluczową technologią, która pozwoli na integrację systemów. W 2030 roku w pompy ciepła ma być wyposażonych około 40% budynków mieszkalnych, a w sektorze budynków komercyjnych 65%. W roku 2050 będzie to odpowiednio 50-70% i 80%.

Strategia łączenia sektorów oparta jest na następujących trzech filarach:

- efektywność energetyczna i wykorzystanie lokalnych zasobów energetycznych,
- elektryfikacja sektorów budownictwa i transportu,
- czyste paliwa (zielony wodór, biopaliwa, biogaz – tam, gdzie elektryfikacja jest trudna).

### Więcej OZE w ciepłownictwie

Dalsze ograniczanie emisji CO<sub>2</sub> nie jest możliwe bez sukcesywnego zwiększania udziału OZE w całkowitym strumieniu energii. Przewiduje się wzrost udziału źródeł odnawialnych w 2030 roku z obecnie przyjętego poziomu 32% do 38-40%. Niezbędne jest przeprowadzanie tego procesu w ciepłownictwie szybciej niż wynika to z aktualnych zapisów dyrektywy OZE<sup>5</sup> (1,1%-1,3% r/r). To duże wyzwanie dla przedsiębiorstw ciepłowniczych, ale też szansa na podjęcie dodatkowych

3 Zmiana celów redukcyjnych i cen uprawnień do emisji wynikająca z komunikatu „Europejski Zielony Ład”, Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, 2020, <https://www.kobize.pl/pl/article/life-climate-cape-pl-aktualnosci/id/1642/zmiana-celow-redukcyjnych-i-cen-uprawnien-do-emisji-wynikajaca-z-komunikatu-seuropejski-zielony-lad>.

4 *Powering a climate-neutral economy: An EU Strategy for Energy System Integration*, European Commission, 2020, [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/energy\\_system\\_integration\\_strategy\\_.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/energy_system_integration_strategy_.pdf).

5 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych.

działań biznesowych w obszarze budynków, które pozostają poza zasięgiem sieci ciepłowniczych (np. wspomniane wcześniej instalowanie pomp ciepła, aby zrealizować wymagany cel wzrostu produkcji ciepła z OZE).

### Poprawa efektywności energetycznej

Osiągnięcie celu redukcji emisji CO<sub>2</sub> wiąże się z koniecznością poprawy efektywności energetycznej w całym łańcuchu wartości, od źródła energii pierwotnej do odbiorcy końcowego. Wobec tego, w opinii Komisji Europejskiej, ograniczenie zużycia energii (w stosunku do prognozy z 2007 roku) musi wzrosnąć z obecnie zakładanych 32,5% do 39-40%. W centrum działań ma znaleźć się masowa termomodernizacja ze szczególnym uwzględnieniem najbardziej energochłonnych budynków. Wszystkie podjęte kroki powinny być oparte o zasadę „efektywność energetyczna przede wszystkim”. Oznacza to promowanie w budynkach instalacji pomp ciepła. Bodźcem mają być zmiany dyrektywy o efektywności energetycznej (EED<sup>6</sup>), dyrektywy o efektywności energetycznej budynków (EPBD<sup>7</sup>) oraz odpowiednie ramy finansowania przedsięwzięć.

### Dekarbonizacja budynków

Dyrektywa EPBD wyznacza cel dekarbonizacji zasobów budowlanych w Unii Europejskiej. Zgodnie z jej treścią od 2021 roku wszystkie nowe obiekty muszą się charakteryzować niemal zerowym zużyciem energii. Dyrektywa wprowadza też obowiązek opracowania krajowych długoterminowych strategii na rzecz renowacji budynków. Oczekuje się zwiększenia rocznego tempa renowacji do 3% ich ogółu w skali kraju. Niezbędne będzie też określenie minimalnego poziomu efektywności energetycznej budynków poddawanych modernizacji. Konsekwencją dyrektywy jest konieczność zwiększenia strumienia energii cieplnej pochodzącej ze źródeł niskoemisyjnych dla obiektów oddawanych do eksploatacji od 2021 roku. Rewizja dyrektywy ma wzmocnić rolę świadectw efektywności energetycznej, prowadzić do upowszechnienia systemów automatyki budynkowej oraz wdrożyć wymagania dla rozwoju budynków prawie zeroenergetycznych.

9

## 4. Efektywność energetyczna jako priorytet

Jak pisaliśmy wyżej, dekarbonizacja ciepła będzie wymagać istotnej poprawy efektywności energetycznej budynków. Analizy wskazują na to, że w Polsce istnieje znaczny potencjał zmniejszenia zużycia energii końcowej przez budynki<sup>8</sup>. Szczególnie dużo jest do zrobienia w segmencie domów jednorodzinnych<sup>9</sup>. Termomodernizacja budownictwa wpłynie na redukcję emisji, ponieważ zmniejszy się zapotrzebowanie na ciepło, poprawi się także sprawność systemów grzewczych<sup>10</sup>. Pozwoli również na zwiększenie zdolności magazynowania ciepła w budynkach, zapewniając tym samym większą elastyczność działania systemu grzewczego. Dodatkowo wielkogabarytowe akumulatory ciepła (np. akumulatory podziemne) mogą stanowić dopełnienie systemów ciepłowniczych, a więc zwiększą zdolność do absorpcji nadwyżek energii cieplnej i jednocześnie poprawią elastyczność ciepłownictwa wspierającą pracę KSE.

Praktyka pokazuje, że cele środowiskowe, energetyczne i gospodarcze można osiągnąć skuteczniej i przy niższych kosztach, jeśli działania koncentrują się zarówno na stronie podażowej, jak i popytowej. Nadanie priorytetu efektywności energetycznej pozwoli na osiągnięcie większej wartości dodanej niż w przypadku inwestycji skoncentrowanych wyłącznie na stronie wytwórczej oraz infrastrukturze energetycznej i paliwowej<sup>11</sup>. Taka filozofia działania została przyjęta w wielu krajach i rozpropagowana pod hasłem „efektywność energetyczna przede wszystkim”. Jest to również filar europejskiej polityki energetycznej i klimatycznej.

<sup>6</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2002 z dnia 11 grudnia 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej (EED Energy Efficiency Directive).

<sup>7</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/844 z dnia 30 maja 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2010/31/UE w sprawie charakterystyki energetycznej budynków i dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej (EPBD Energy Performance of Buildings Directive).

<sup>8</sup> *Financing renovation of buildings in Poland*, Buildings Performance Institute Europe, 2018, <http://bpie.eu/wp-content/uploads/2018/06/merged-1.pdf>.

<sup>9</sup> *Energy efficiency in Poland*, Institute of Environmental Economics, 2018, [https://ibs.org.pl/app/uploads/2018/04/KK\\_IES\\_Przegląd2017\\_EN\\_160x230mm\\_2018\\_06\\_28\\_web.pdf](https://ibs.org.pl/app/uploads/2018/04/KK_IES_Przegląd2017_EN_160x230mm_2018_06_28_web.pdf).

<sup>10</sup> Większość systemów grzewczych może pracować wydajniej przy niższych temperaturach przepływu. Dotyczy to zarówno paliw kopalnych, jak i systemów grzewczych opartych o paliwa odnawialne.

<sup>11</sup> R. Cowart, *Unlocking the promise of the Energy Union: "Efficiency first" is key.*, Bruksela 2014, <https://www.raponline.org/knowledge-center/unlocking-the-promise-of-the-energy-union-efficiency-first-is-key/>

Raport na temat kluczowej roli budynków w transformacji energetycznej opublikowany w 2019 roku przez Międzynarodową Agencję Energetyczną (IEA)<sup>12</sup> pokazuje trzy podstawowe kierunki działania:

- właściwe planowanie miejskie i projektowanie budynków dla zapewnienia optymalnej wartości popytu i podaży energii,
- radykalna poprawa efektywności energetycznej budynków poprzez poprawę właściwości materiałów budowlanych i wydajne urządzenia grzewcze,
- dekarbonizacja ciepła poprzez zastąpienie wysokoemisyjnych technologii nowoczesnymi rozwiązaniami niskoemisyjnymi.

Przyjęcie powyższych wytycznych pozwoli uniknąć nadmiernego zużycia energii w budynkach oraz dobrać odpowiednie źródła wytwórcze bez ryzyka przeinwestowania przy jednoczesnym zachowaniu wysokiego poziomu komfortu cieplnego. Mniej energochłonne budynki umożliwiają wydajniejsze funkcjonowanie sieci ciepłowniczej przy niższych temperaturach czynnika grzewczego. Pozwala to również na wykorzystanie niskotemperaturowych źródeł ciepła takich jak energia geotermalna, energia słoneczna, odpadowe ciepło przemysłowe oraz wielkoskalowe pompy ciepła.

Unia Przemysłu Elektroenergetycznego – Eurelectric<sup>13</sup> przedstawiła niedawno koncepcję drogi dekarbonizacji z perspektywy Unii Europejskiej. Analizy wskazują na to, że efektywność energetyczna może być głównym źródłem redukcji emisji CO<sub>2</sub> w budynkach. Kolejnym krokiem jest elektryfikacja ciepła za pomocą pomp ciepła. Wykonane w ramach *Heat Roadmap Europe* modelowanie optimum między oszczędnościami w zużyciu ciepła a dostawami czystego ciepła (w czterech krajach UE – w Czechach, Chorwacji, Rumunii i we Włoszech) wskazuje na to, że dzięki poprawie efektywności energetycznej można zmniejszyć zużycie energii końcowej w niektórych państwach nawet o 50%. Zaleca się również, aby pozostałe zapotrzebowanie na ciepło było zaspokajane za pośrednictwem źródeł niskoemisyjnych takich jak zasilane nimi ciepłownictwo systemowe i pompy ciepła.

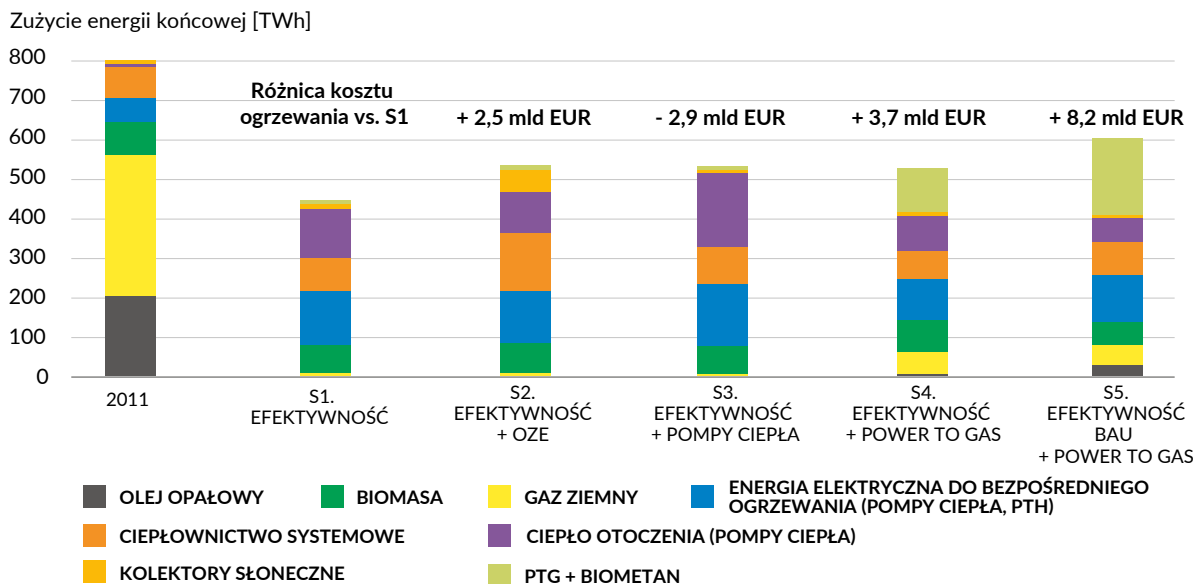
Interesujące wyniki przedstawia również analiza zlecona przez Agora Energiewende<sup>14</sup>. Porównano w niej kilka scenariuszy prowadzących do neutralności klimatycznej obszaru zaopatrzenia w ciepło w Niemczech w 2050 roku, różniących się stopniem poprawy efektywności energetycznej oraz miksem technologicznym zastosowanych źródeł ciepła. Wyniki analizy pokazały, że w scenariuszu z dominującym udziałem pomp ciepła (S2.) roczny koszt zaopatrzenia w ciepło jest niższy o 2,9 mld EUR w stosunku do scenariusza referencyjnego (S1. Efektywnościowy). Najdroższy okazał się scenariusz zakładający utrzymanie obecnego tempa termorenowacji budynków oraz wykorzystujący duże ilości zielonego wodoru i biometanu (S.5), dla osiągnięcia zakładanego celu środowiskowego.

12 The Critical Role of Buildings, IEA, France 2019, <https://www.iea.org/publications/reports/PerspectivesfortheCleanEnergyTransition/>.

13 *Decarbonisation pathways*, Eurelectric, Brussels 2019, <https://cdn.eurelectric.org/media/3457/decarbonisation-pathways-h-5A25D8D1.pdf>.

14 *Building sector Efficiency: A crucial Component of the Energy Transition*, Fraunhofer IEE | Consentec, Agora Energiewende, Berlin 2018, <https://www.agora-energiewende.de/en/publications/building-sector-efficiency-a-crucial-component-of-the-energy-transition/>

Rysunek 2. Zmiana zużycia ciepła przez budynki w scenariuszach dla roku 2050 (vs. 2011) oraz różnica kosztu rocznego w stosunku do scenariusza referencyjnego S1. w Niemczech



Źródło: Agora Energiewende, 2019.

## 5. Elektryfikacja ciepła — którą technologię wybrać?

11

Wybór odpowiedniej technologii grzewczej zależy od wielu czynników. Należy wziąć pod uwagę aspekty społeczne, środowiskowe, ekonomiczne oraz jej wpływ na sektor energetyczny. Kluczem wyboru optymalnej technologii są następujące kryteria:

- wysoka efektywność energetyczna procesu wytwarzania ciepła,
- konkurencyjny koszt ogrzewania gospodarstwa domowego,
- ograniczenie wpływu na środowisko i klimat,
- potencjał współpracy z KSE i bilansowania wpływu zmiennych OZE,
- duży potencjał rozwoju i chłonność rynkowa,
- możliwość wykorzystania efektu skali dla poprawy konkurencyjności rynkowej,
- prostota technologii, a zarazem ciągle duży potencjał innowacyjności.

Spośród wielu istniejących technologii wytwarzania ciepła w zasadzie tylko sprężarkowe pompy ciepła w pełni wpisują się w powyższe kryteria. Trendy ilościowe instalowanych pomp wskazują na to, że rynek zaczyna doceniać walory tego typu ogrzewania w gospodarstwach domowych.

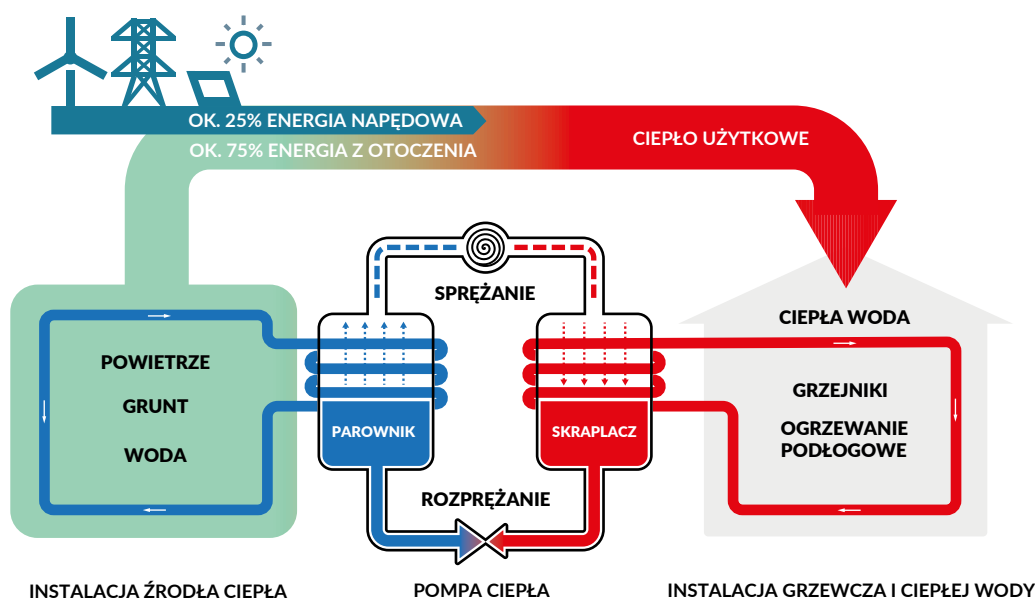
Pompy ciepła to urządzenia grzewcze zasilane ciepłem otoczenia. Źródłem energii może być ciepło odpadowe (ścieki, woda w systemach ciepłowniczych), wody powierzchniowe, ciepło gruntu lub powietrze. Według technologii zasilania pompy ciepła można podzielić na:

- sprężarkowe,
- absorpcyjne,
- adsorpcyjne.

Najpowszechniej stosowane są pompy sprężarkowe. Siłą napędową transportu ciepła z otoczenia do wewnętrznej instalacji grzewczej jest energia elektryczna. Ciepło z zewnątrz jest ogólnodostępnym, odnawialnym zasobem, więc nie uwzględnia się go w bilansie zużytej energii. Sprawność tych urządzeń określana jest w stosunku do wykorzystanej energii elektrycznej. W praktyce uzyskuje się od 3 do 5 razy więcej energii cieplnej niż energii elektrycznej pobieranej z systemu energetycznego. W przypadku rozwiązań jednocześnie wykorzystujących ciepło i chłód wartość ta może osiągać przedział od 6 do 8 jednostek.

Wysoka sprawność urządzenia przekłada się na niskie koszty eksploatacyjne.

Rysunek 3. Schemat działania pompy ciepła



12

Źródło: PORT PC.

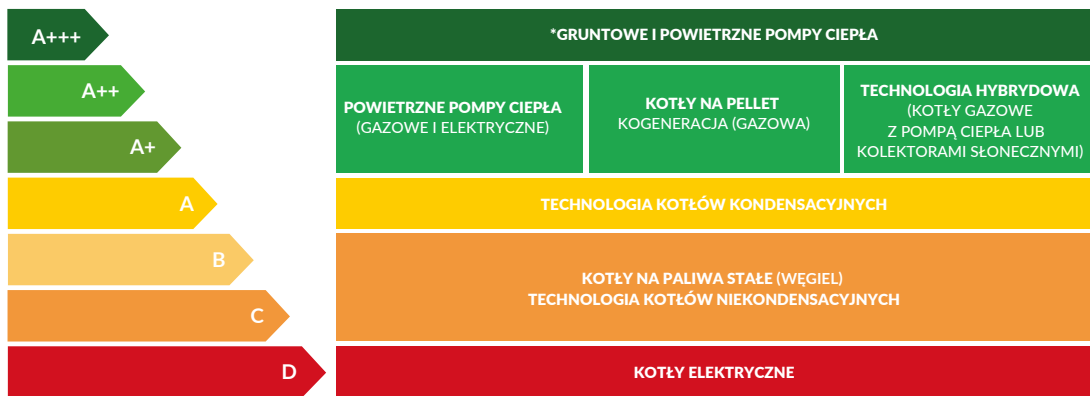
Inny rodzaj urządzeń wytwarzających ciepło z energii elektrycznej to kotły elektryczne, które dzielą się na rezystancyjne i elektrodowe. Te pierwsze przeznaczone są do rozwiązań małoskalowych dla gospodarstw domowych i budynków użyteczności publicznej. Współpracują z krótkoterminowymi magazynami ciepła. Rozwiązaniem, które pozwala na zasilanie osiedli lub mniejszych miast, mogą być kotły elektrodowe. Ich moce cieplne wahają się w przedziale 5-50 MWt. Aby uzyskać najwyższe sprawności, kotły powinny współpracować z magazynami ciepła. Urządzenia te wykorzystywane są głównie w okresach ujemnych cen energii elektrycznej, co pozwala na obniżenie kosztów produkcji ciepła systemowego.

### Efektywność źródeł grzewczych

Narzędziem służącym do porównania efektywności urządzeń grzewczych (do 70 kW mocy grzewczej) są klasy energetyczne. Etykietowanie urządzeń grzewczych pozwala konsumentom na porównanie energochłonności źródeł ciepła. Najmniej wydajne urządzenia oznaczone są kolorem czerwonym (klasa D), a najbardziej ekonomiczne zielonym (klasa A+++). Zgodnie z zapowiedziami Komisji Europejskiej i Parlamentu Europejskiego w nowej perspektywie budżetowej będą wspierane tylko urządzenia grzewcze korzystające z OZE (o klasach wyższych niż A+)<sup>15</sup>.

15 Mapa drogowa dotycząca przygotowania i wdrażania studiów wykonalności inwestycji badawczo-rozwojowych i innowacyjnych (ang. Business Technology Roadmaps – BTR) dla branży producentów niskoemisyjnych urządzeń grzewczych do 2030 roku, Ministerstwo Przedsiębiorczości i Technologii, 2019.

Rysunek 4. Klasy energetyczne urządzeń grzewczych



\*Klasa A+++ 35°C od 2019 roku również dla najlepszych pomp ciepła typu solanka i powietrze/woda.  
Źródło: PORT PC, 2020<sup>16</sup>.

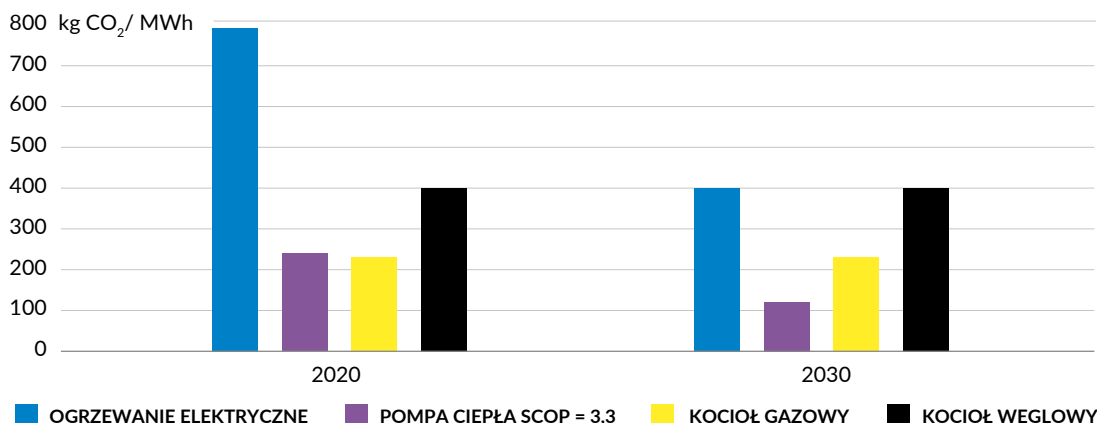
Porównując technologie elektryfikacji ciepłownictwa, można zauważyć znaczną różnicę pomiędzy klasą energetyczną pomp ciepła i kotłów elektrycznych. Oba urządzenia są na skrajnych pozycjach. Kocioł elektryczny, mimo niskich strat w przetwarzaniu energii (sprawność bliska 100%), zasilany jest energią elektryczną, więc jego klasa energetyczna odzwierciedla krajowy miks elektroenergetyczny. Tymczasem pompy ciepła, przetwarzając ciepło otoczenia, uzyskują 3-5-krotnie większą efektywność niż konwencjonalne ogrzewacze elektryczne. Jest to najefektywniejsza technologia dostępna dla indywidualnych odbiorców.

13

**Aspekty środowiskowe**

Najniższe emisje CO<sub>2</sub> spośród dostępnych technologii grzewczych mają pompy ciepła i kotły gazowe. Zastąpienie kotłów węglowych pompami ciepła zapewnia natychmiastowe korzyści w zakresie ograniczenia emisji pyłów, tlenków siarki i azotu oraz dwutlenku węgla. Uwzględniając nasz obecny krajowy miks energii, dom ogrzewany przez pompę ciepła emituje o 40% mniej dwutlenku węgla niż dom ogrzewany węglem. Za to emisja CO<sub>2</sub> kotłów elektrycznych jest równa emisyjności Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, co przekłada się na najwyższy ładunek gazów cieplarnianych wśród dostępnych technologii grzewczych. Planowany rozwój energetyki odnawialnej w Polsce spowoduje istotne ograniczenie emisji dwutlenku węgla. Oznacza to, że w 2030 roku pompy ciepła będą jeszcze bardziej przyjazne dla środowiska. Ich emisja CO<sub>2</sub> w porównaniu z kotłami węglowymi i gazowymi będzie niższa odpowiednio o 84% i 50% (rysunek 5).

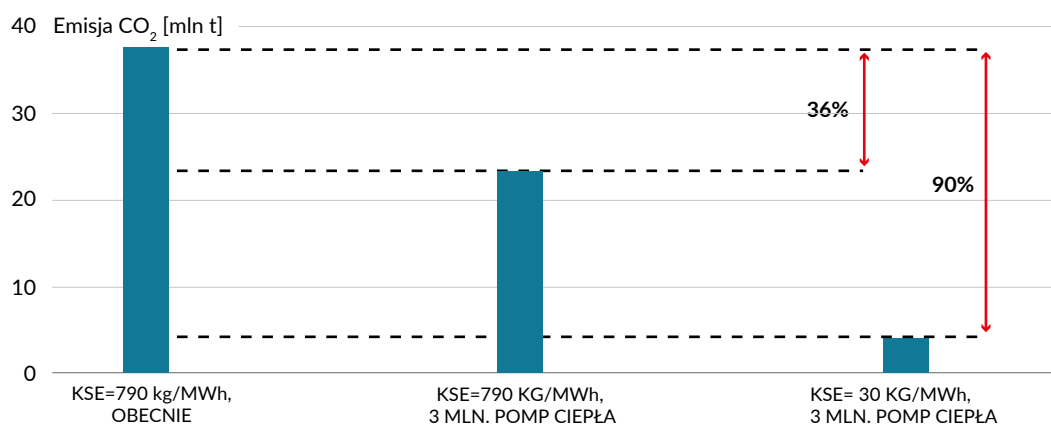
Rysunek 5. Emisja CO<sub>2</sub> urządzeń grzewczych w zależności od udziału energii z OZE w KSE



\*Emisja CO<sub>2</sub> z uwzględnieniem sprawności urządzeń grzewczych.  
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PORT PC.

Jak wspomnieliśmy, już sama zmiana zasilania budynku jednorodzinnego z pieca na paliwo stałe na pompę ciepła ogranicza emisję dwutlenku węgla o około 40%. W Polsce jest około 3 milionów budynków ogrzewanych kotłami i piecami węglowymi. Wyposażenie ich wszystkich w pompy ciepła pozwoliłoby na ograniczenie rocznej krajowej emisji CO<sub>2</sub> o około 13 milionów ton (tj. 36% emisji z budynków ogrzewanych indywidualnie). Jest to wynik netto, zakładający obecny miks urządzeń wytwórczych w KSE oraz wzrost emisji CO<sub>2</sub> w związku z dodatkową produkcją prądu potrzebnego do napędu pomp ciepła. Zakładając kontynuację procesu dekarbonizacji KSE, która ma prowadzić do zmniejszenia emisyjności energii elektrycznej do około 30 kg CO<sub>2</sub>/MWh w latach 40. obecnego stulecia, efekt wymiany wszystkich „kopciuchów” będzie jeszcze większy, ponieważ roczna emisja CO<sub>2</sub> spadnie o około 32 miliony ton (tj. o 90% w stosunku do obecnej emisji z budynków ogrzewanych indywidualnie). To pokazuje, jak ważne jest równoległe prowadzenie procesów dekarbonizacji sektora elektroenergetycznego i elektryfikacji ciepłownictwa.

Rysunek 6. Emisja CO<sub>2</sub> z gospodarstw domowych obecnie oraz po instalacji 3 milionów pomp ciepła i zmniejszeniu uwęglenia energii elektrycznej

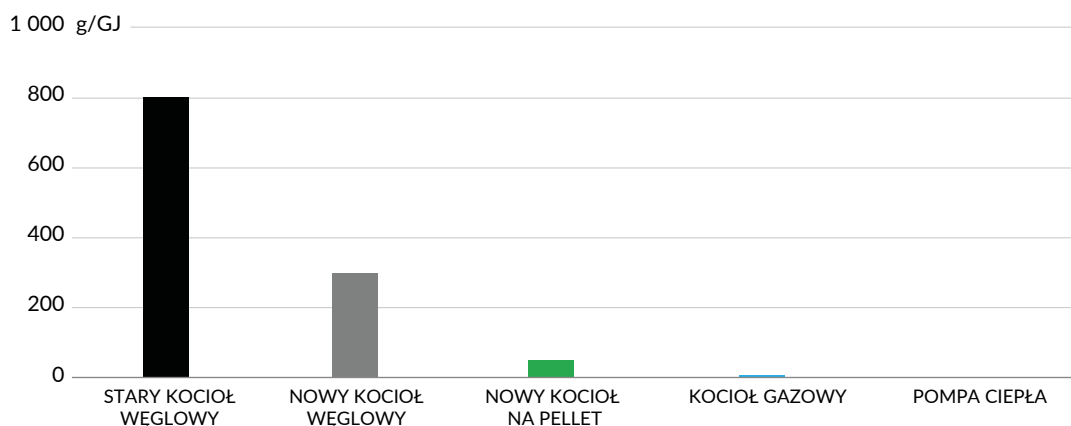


14

Źródło : Opracowanie własne

Dodatkowym efektem elektryfikacji ciepła jest pełna eliminacja lokalnej emisji zanieczyszczeń powietrza takich jak PM<sub>10</sub>, PM<sub>2,5</sub> i B(a)P, które pochodzą z indywidualnych źródeł ogrzewania spalających paliwa stałe. Ma to szczególne znaczenie w obszarach zmagających się z wysokim poziomem smogu.

Rysunek 7. Emisja zanieczyszczeń (PM<sub>10</sub> i PM<sub>2,5</sub>) przez różne źródła ciepła



Źródło: NFOŚiGW<sup>17</sup>.

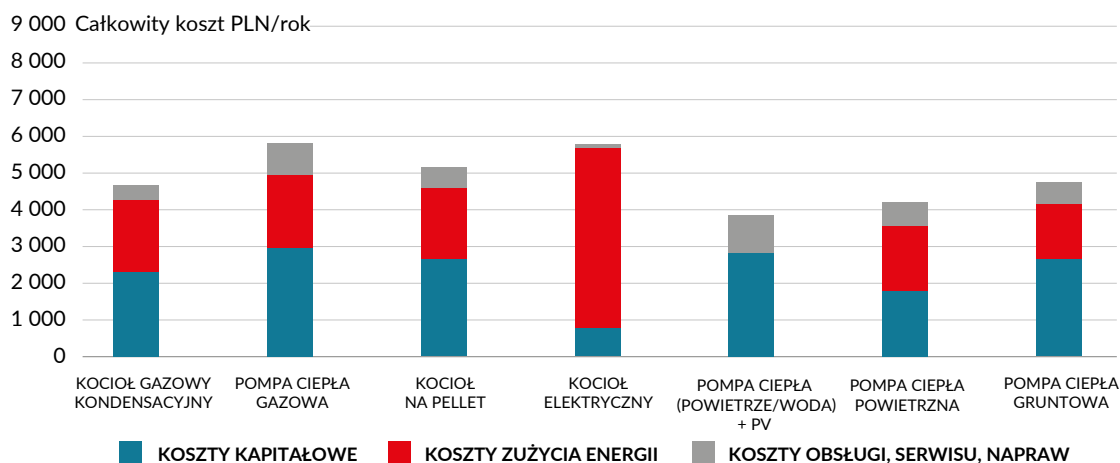


## Koszty ogrzewania

Patrząc przez pryzmat kosztów inwestycyjnych, najtańszym źródłem ciepła jest kocioł elektryczny. Dla domu o powierzchni 150 m<sup>2</sup> jego instalacja to wydatek rzędu 6 tys. zł. Jednocześnie jednak jednostkowe koszty operacyjne (koszt energii elektrycznej) są dosyć wysokie, dlatego to rozwiązanie może być opłacalne jedynie w obiektach o niewielkich potrzebach cieplnych<sup>18</sup>. Uwzględniając więc wszystkie koszty (nakład inwestycyjny plus serwis i zużyta energia), zdecydowanie korzystniej wypadają pompy ciepła, szczególnie sprzężone z fotowoltaiką (rysunek 8). Co prawda próg wejścia w taką inwestycję, który wynosi ok. 25-30 tys. zł (bez PV) jest z perspektywy mieszkańców dość wysoki, jednak możliwość uzyskania dofinansowania z programów pomocowych zwiększa atrakcyjność inwestycji. Warto też zwrócić uwagę na to, że trendy rozwoju technologicznego pomp ciepła oraz fotowoltaiki wskazują na duży potencjał dalszego obniżania kosztu ogrzewania pozyskiwanego z tych źródeł.

Inną, coraz ważniejszą zaletą pomp ciepła jest możliwość wykorzystania ich jako urządzeń chłodzących w okresie letnich upałów. Chłodzenie domu otrzymuje się praktycznie bez nakładów inwestycyjnych na dodatkowy klimatyzator.

Rysunek 8. Całkowity roczny koszt ogrzewania domu przy zastosowaniu różnych źródeł ciepła



15

Źródło: PORT PC.

Jeszcze korzystniejszym cenowo rozwiązaniem jest współpraca pomp ciepła z małymi „klastrowymi” wiatrakami, ponieważ profil produkcji energii elektrycznej z wiatraka jest zbliżony z profilem zapotrzebowania na moc grzewczą. Pozwala to na lokalne zbilansowanie wytwarzania energii z popytem, bez konieczności korzystania z wirtualnego magazynu energii, co ma miejsce w przypadku fotowoltaiki (nadwyżki produkcyjne z lata są odzyskiwane zimą).

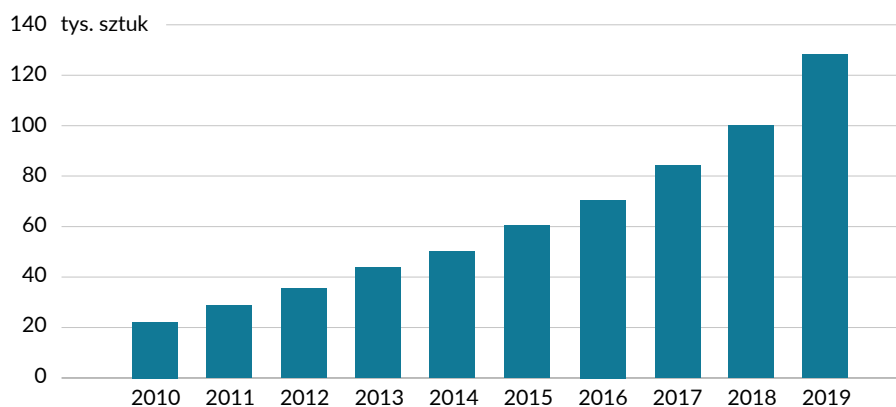
## Krajowe trendy

Dynamika zmian na krajowym rynku pomp ciepła wskazuje na rosnącą atrakcyjność elektryfikacji ciepła. Polacy coraz częściej wybierają pompę ciepła do ogrzewania pomieszczeń i jako źródło ciepłej wody użytkowej w swoich domach. Według szacunków PORT PC<sup>19</sup> w 2019 roku prawie ¼ powstających budynków jednorodzinnych była zasilana tą technologią. To ogromny wzrost w porównaniu z udziałem na poziomie 3% w 2011 roku. Jest to efekt globalnego trendu związanego z elektryfikacją ogrzewania. Zetknięcie się z problemem zanieczyszczenia powietrza i widoczne efekty zmian klimatycznych powodują rosnącą świadomość środowiskową w społeczeństwach. Mieszkańcy szukają rozwiązań, które nie emitują lokalnych zanieczyszczeń, są bezobsługowe i zapewniają komfort cieplny w domu przy atrakcyjnym koszcie. Coraz niższe zapotrzebowanie nowych budynków na energię przyczyni się do szerszego korzystania z tej technologii.

18 Scenariusze elektryfikacji ogrzewania w budynkach jednorodzinnych w Polsce do 2030 roku, PORT PC, 2020, <https://portpc.pl/scenariusze-elektryfikacji-ogrzewania-w-budynkach-jednorodzinnych-w-polsce-do-2030-roku/>

19 Rynek pomp ciepła w 2019 roku i w perspektywie do roku 2030, PORT PC, 2020, <http://portpc.pl/rynek-pomp-ciepla-w-polsce-w-2019-roku-i-w-perspektywie-do-roku-2030/>

Rysunek 9. Łączna liczba pomp ciepła w Polsce



Źródło: PORT PC, 2020<sup>20</sup>.

Jednak pomimo dynamicznego wzrostu zainstalowanych pomp ciepła, w zestawieniu z innymi krajami UE jesteśmy wciąż w początkowej fazie wykorzystania tej technologii. W Europie pracuje już prawie 14 milionów pomp. Polska ze wskaźnikiem 11,8 sztuk na 1 000 gospodarstw domowych plasuje się na 18. miejscu wśród 21 krajów europejskich objętych badaniem EHPA (European Heat Pumps Association).

16 Warto jednak zauważyć, że największe polskie przedsiębiorstwa w branży grzewczej, które wytwarzają kotły na paliwa stałe, przebranżawiają się na produkcję urządzeń niskoemisyjnych takich jak pompy ciepła czy efektywne energetycznie rekuperatory. Jest to zapowiedź rosnącego trendu i dużych zmian na rynku. *Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych* z 2010 roku zakładał dla 2020 roku ilość energii z pomp ciepła na poziomie 4,94 PJ/rok. Tymczasem już dzisiaj ten wskaźnik wynosi 9,92 PJ/rok.

Według analiz PORT PC w 2030 roku w Polsce może funkcjonować **1,5 miliona** pomp ciepła używanych do centralnego ogrzewania. Pozwoli to na wyprodukowanie około **60 PJ** ciepła z OZE, czyli prawie dwa razy więcej niż wynosi obecny strumień ciepła ze źródeł odnawialnych w systemach ciepłowniczych.

Rozwój pomp ciepła niesie ze sobą szereg korzyści w postaci poprawy jakości powietrza, wzrostu efektywności energetycznej oraz zwiększenia udziału energii odnawialnej w ciepłownictwie. Aby lepiej wykorzystać wymienione zalety i przyspieszyć rozwój tej technologii w kraju, potrzebne są odpowiednie działania legislacyjne, bodźce finansowe oraz edukacja społeczeństwa.

20 Scenariusze elektryfikacji ogrzewania w budynkach jednorodzinnych w Polsce do 2030 roku, PORT PC, 2020, [http://portpc.pl/pdf/raporty/01-70\\_Raport\\_2020\\_P.pdf](http://portpc.pl/pdf/raporty/01-70_Raport_2020_P.pdf).

## 6. Integracja zelektryfikowanego ciepła z KSE

### Elastyczność popytu istotą optymalizacji kosztów

Elektryfikacja ciepłownictwa w Polsce oznacza wzrost popytu na energię elektryczną rzędu 20-30 TWh do 2050 roku. Biorąc pod uwagę brak strategii transformacji elektroenergetyki, wyzwaniem będzie dostosowanie sieci dystrybucyjnych do tych dodatkowych strumieni energii oraz zapewnienie odpowiednich zdolności wytwórczych w KSE. Wykorzystanie elektrycznych źródeł grzewczych zdolnych do reagowania na bieżący bilans podaży i popytu energii może istotnie ograniczyć koszty funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz koszty związane z absorpcją coraz większych ilości energii ze zmiennych OZE. Elastyczność odbiorców i efektywne zarządzanie popytem (DSR) zmniejsza zapotrzebowanie na moce szczytowe, a zatem i wydatki na rozbudowę sektora wytwarzania, jak również na modernizację sieci elektroenergetycznych. Pozwala to również na ograniczenie kosztów całego procesu elektryfikacji ciepłownictwa.

Sterowanie popytem i dostosowanie pracy pomp ciepła (w gospodarstwach domowych i ciepłowniach systemowych) do obciążenia sieci elektroenergetycznej umożliwia zwiększenie udziału zmiennych OZE w systemie energetycznym i redukuje konieczność ograniczenia czasu pracy turbin wiatrowych w okresach nadpodaży energii. Ponadto elastyczność popytu pozwala na wzrost liczby zainstalowanych pomp ciepła bez zwiększania mocy energetycznych w systemie (dzięki uzyskaniu niskiego współczynnika jednoczesności pracy urządzeń grzewczych).

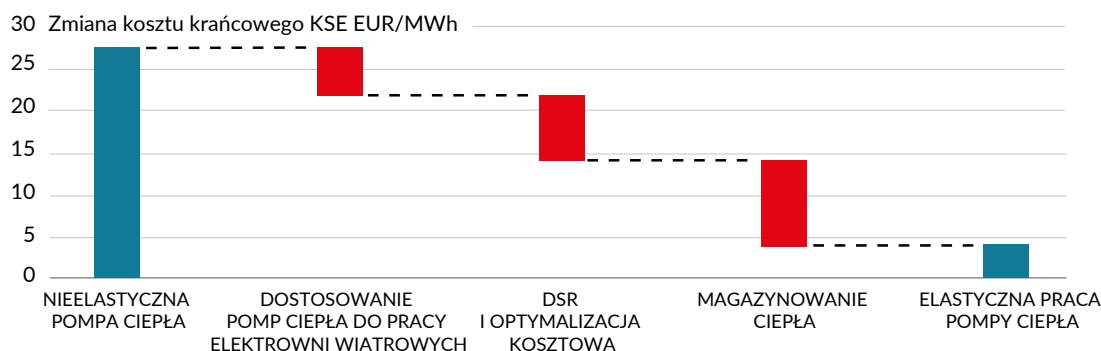
Przeprowadzona analiza wykazała, że praca pomp ciepła oraz ich potencjalna elastyczność w systemie o dużym udziale energii wiatrowej znacznie obniża koszt krańcowy systemu energetycznego. Dzieje się tak z trzech powodów:

- Po pierwsze, obciążenie pomp ciepła pokrywa się relatywnie dobrze z wytwarzaniem energii wiatrowej, dzięki czemu unika się ograniczania pracy farm wiatrowych.
- Po drugie, elastyczne sterowanie pracą pomp ciepła umożliwia optymalizację kosztową przy jednoczesnym zaspokojeniu potrzeb obu rynków – ciepła i energii elektrycznej.
- Po trzecie, możliwość magazynowania energii cieplnej i wykorzystania inercji cieplnej budynków pozwala na optymalną kosztowo pracę źródeł wytwórczych w systemie elektroenergetycznym.

17

Patrząc przez pryzmat kosztów krańcowych, najwyższych nakładów będzie wymagać przyłączenie nieelastycznych pomp ciepła, ze względu na konieczność zapewnienia dodatkowej mocy – może to być około 27,5 EUR/MWh. Jeśli jednak praca pompy będzie zsynchronizowana z podażą farm wiatrowych, zostanie przeprowadzona optymalizacja kosztowa oraz wykorzystane magazynowanie energii, to przyrost kosztu krańcowego może być zredukowany do około 4 EUR/MWh (rysunek 10).

Rysunek 10. Koszt krańcowy w systemie energetycznym w wyniku przyłączenia nieelastycznej pompy ciepła i jego zmiana w wyniku optymalizacji kosztowej produkcji ciepła



Źródło: O. Ruhnau, L. Hirth, A. Praktiknjo, 2019<sup>21</sup>.

W przeszłości najwięcej uwagi poświęcono elastyczności systemów elektroenergetycznych, pomijając potencjał elastyczności sektora ciepłowniczego. Jednak wraz ze wzrostem integracji obu sektorów rośnie znaczenie tej drugiej. Systemy grzewcze, które jako główne lub znaczące źródło energii pierwotnej wykorzystują energię elektryczną, mogą przynieść systemowi elektroenergetycznemu szereg korzyści. Korzyści te dzielą się na trzy grupy (rysunek 11):

- korzyści dla sieci elektroenergetycznych,
- niższy koszt ogrzewania,
- wzrost udziału OZE w KSE.

W systemie o wysokim udziale zmiennych OZE sieci ciepłownicze i pompy ciepła pracujące w budynkach efektywnych energetycznie mogą dostosować swoją pracę do bieżącej sytuacji w KSE, obniżając tym samym koszty bilansowania systemu. Należy podkreślić, że magazynowanie energii cieplnej zawartej w gorącej wodzie lub strukturze budynków jest znacznie tańsze niż magazynowanie energii elektrycznej. Analizy wskazują na to, że magazynowanie energii w formie ciepła jest 100 razy tańsze pod względem nakładów inwestycyjnych na jednostkę pojemności magazynowej w porównaniu z magazynowaniem energii elektrycznej.

Rysunek 11. Korzyści płynące z elastyczności ciepłownictwa



18

Źródło: D. Fischer, H. Madani, 2017<sup>22</sup>.

#### Ograniczanie zapotrzebowania na moc szczytową w KSE

Uniezależnienie pracy urządzeń grzewczych od bieżącego zapotrzebowania na ciepło jest warunkiem koniecznym zmniejszenia obciążenia szczytowego systemu energetycznego, a tym samym i wydatków finansowych na nowe moce wytwórcze oraz modernizację sieci. Zostanie to uzyskane poprzez poprawę efektywności energetycznej budynków i powszechne stosowanie magazynów ciepła.

Magazyny ciepła i efektywne budynki pozwalają na swobodne sterowanie pracą urządzeń grzewczych oraz ich wyłączenie na kilka godzin w okresach szczytu w KSE bez utraty komfortu cieplnego o każdej porze roku.

22 D. Fischer, H. Madani, *On heat pumps in smart grids: A review*, „Renewable and Sustainable Energy Reviews” 2017, 70(C), 342-357.

Dane na temat standardowych praktyk użytkowników z Wielkiej Brytanii pokazują, że gdyby 20% wszystkich budynków było wyposażonych w pompy ciepła, zwiększyłoby to obciążenie szczytowe o 14%<sup>23</sup>. Dla uniknięcia takiego wzrostu obciążenia kluczowe znaczenie ma zmiana profilu pracy pomp ciepła. Konieczna jest zatem elastyczność dobową ich pracy oraz większe podporządkowanie sytuacji rynkowej energii niż bieżącemu zapotrzebowaniu na ciepło. Takie rozdzielanie pracy urządzeń ciepłowniczych od bieżących potrzeb odbiorców ciepła można osiągnąć dzięki akumulatorom energii. Mogą to być zarówno akumulatory dobowe o pojemności cieplnej gwarantującej kilka godzin dostawy ciepła jak i sezonowe, które zapewniają dostawy do systemów ciepłowniczych przez okres liczony w tygodniach.

W wielu krajach Europy pokaźna liczba pomp ciepła współpracuje z lokalnymi akumulatorami gorącej wody<sup>24</sup>. Jako dobowy akumulator ciepła można traktować ściany budynku i zbiornik na gorącą wodę. Dodatkowo dzięki dobrej termoizolacji budynku pompy ciepła mogą pracować znacznie bardziej elastycznie, co pozwala jeszcze bardziej zminimalizować szczytowe zapotrzebowanie na energię elektryczną. Zmienność cen energii oraz rosnąca potrzeba elastyczności i potencjalne możliwości świadczenia usług systemowych, związanych z bilansowaniem KSE wskazują na to, że inwestycje w akumulatory ciepła będą coraz bardziej opłacalne.

Liczne przykłady pokazują, że potencjał elastyczności po stronie popytu jest duży. Nawet bez zbiornika gorącej wody pompy stosowane w energooszczędnych budynkach mogą być wyłączane na kilka godzin bez wpływu na komfort cieplny<sup>25</sup>. Wskazują na to przykłady z różnych państw europejskich:

- Dania – pompy są wyłączane na czas od 5 do 6 godzin przy temperaturze zewnętrznej 5°C i od 2 do 3 godzin przy temperaturze zewnętrznej -12°C.
- Szwajcaria – we wszystkich domach można wyłączyć pompy ciepła na ponad 6 godzin, a w najlepiej izolowanych budynkach nawet na 12 godzin.
- Austria – czas wyłączenia przy temperaturach powyżej -7°C trwa od 5 do 10 godzin<sup>26</sup>.
- Wielka Brytania – standardowa konstrukcja budynku o umiarkowanym poziomie izolacji może utrzymać komfort termiczny przez 2 godziny po wyłączeniu pompy ciepła, nawet bez zbiornika akumulacyjnego. Sygnał o wyłączeniu przesyła się zazwyczaj na 4 godziny wcześniej<sup>27</sup>.
- Norwegia, Szwecja, Dania, Niemcy i Austria – badania na 80 tys. klientów wskazują, że budynki najlepiej zaizolowane mogą utrzymać komfort cieplny przez 5 godzin bez ogrzewania przy temperaturze na zewnątrz wynoszącej 0°C<sup>28</sup>.

19

Również większe systemy ciepłownicze mają duży potencjał elastyczności<sup>29</sup>. Możliwe jest przechowywanie ciepła doprowadzonego do sieci ciepłowniczej w czynniku grzewczym lub dodatkowym magazynie ciepła. Można też wykorzystać bezwładność cieplną budynków i wykorzystać je jako dodatkowe magazyny energii. Wszystkie te elementy są zazwyczaj wykorzystywane do dobowego bilansowania sieci ciepłowniczej<sup>30</sup>.

23 W tym badaniu niektóre z analizowanych pomp ciepła działały przy założeniu, że dom był ogrzewany w sposób ciągły, a inne – że dom był ogrzewany tylko w pewnych momentach, gdy było to konieczne. J. Love, A. Z. Smith, S. Watson, E. Oikonomou, A. Summerfield, C. Gleeson, R. Lowe, *The addition of heat pump electricity load profiles to GB electricity demand: Evidence from a heat pump field trial*, Applied Energy 2017, 204, 332-342.

24 D. Fischer, H. Madani, *W sprawie pomp ciepła w inteligentnych sieciach: recenzja*, „Renewable and Sustainable Energy Reviews” 2017, 70(C), 342-357.

25 A. Arteconi, N. J. Hewitt, F. Polonara, Domestic demand-side management (DSM): Role of heat pumps and thermal energy storage (TES) systems., „Applied Thermal Engineering” 2013, 51(1-2), 155-165.

26 A. Arteconi i in., 2013.

27 IEA HPT Programme Annex: *Heat pumps in smart grids; UK executive summary*, Delta Energy & Environment, Edynburg 2018, [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/680514/heat-pumps-smart-grids-executive-summary.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/680514/heat-pumps-smart-grids-executive-summary.pdf).

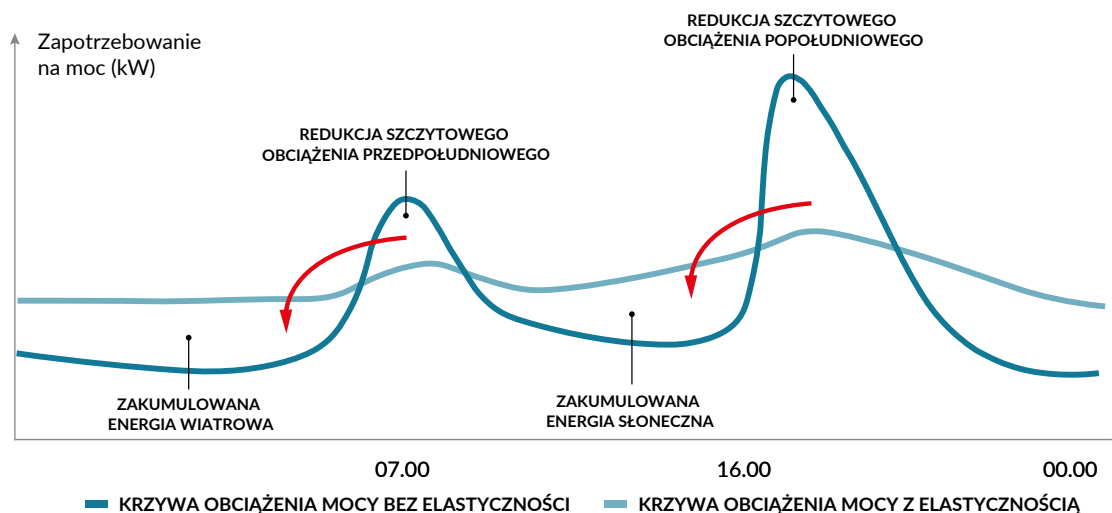
28 K. M. Luc, A. Heller, C. Rode, Energy demand flexibility in buildings and district heating systems – a literature review., „Advances in Building Energy Research” 2019, 13(2), 241-263.

29 K. M. Luc, A. Heller, C. Rode, *Elastyczność zapotrzebowania na energię w budynkach i systemach ciepłowniczych – przegląd literatury*, „Advances in Building Energy Research” 2019, 13(2), 241-263.

30 A. Vandermeulen, B. van der Heijde, L. Helsen, Controlling district heating and cooling networks to unlock flexibility: A review, „Energy” 2018, 151, 103-115.

Rysunek 12 przedstawia przykładowe krzywe obciążenia systemu energetycznego w sytuacji braku elastyczności urządzeń grzewczych oraz gdy ich praca podporządkowana jest bieżącej sytuacji na rynku energii. Poranne szczyty zmniejsza wykorzystanie zakumulowanej energii wiatrowej, a szczyt wieczorny obniża zakumulowana energia słoneczna.

Rysunek 12. Elastyczność obciążenia cieplnego



Źródło: opracowanie własne.

20

Stopień, w jakim elastyczność rynku ciepła jest potrzebna i możliwa do uzyskania, zależy od wielu czynników, w tym od dziennych i sezonowych wzorców wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych, charakterystyki energetycznej budynków i dostępności zbiorników do akumulacji ciepła. Wymaga to również inteligentnych elementów sterujących, które obsługują pompy ciepła w odpowiedzi na sygnały, np. ceny energii. Jednak kluczowa jest akceptacja przez mieszkańców budynków elastycznej formy działania systemu grzewczego.

#### Krótkoterminowe magazynowanie ciepła

Magazynowanie energii w postaci ciepła może zwiększyć obecną elastyczność systemu w sposób korzystniejszy ekonomicznie niż magazynowanie energii elektrycznej. Cały czas prowadzi się badania nad ulepszeniem akumulatorów ciepła. Duże oczekiwania wiąże się z akumulatorami zmiennofazowymi, które wykorzystują materiały zmieniające swój stan skupienia. Dzięki temu uzyskuje się większe gęstości energii w określonej objętości urządzenia. Tak jak zwykłe akumulatory są one ładowane za pomocą pompy ciepła lub bezpośredniego ogrzewania elektrycznego poza godzinami szczytu i rozładowywane, gdy ciepło jest potrzebne do ogrzania budynku. W systemie energetycznym obniża się tym samym zapotrzebowanie na moc w okresach szczytu. Jedyne pobór energii elektrycznej wynika z pracy pompy centralnego ogrzewania, niezbędnej do cyrkulacji wody w instalacji grzewczej. Jest to jednak zdecydowanie mniejszy odbiornik energii niż samo urządzenie grzewcze.

Badania wykazały, że nieruchomości z magazynami termicznymi i pompami ciepła zużywały średnio 85% energii elektrycznej w okresach poza szczytem, a podczas niego jedynie 15%. Odbywało się to przy jednoczesnym zachowaniu komfortu cieplnego gospodarstw domowych<sup>31</sup>. Warto zauważyć, że magazyny termiczne w wielu krajach są ciągle na wczesnym etapie komercjalizacji. Można przypuszczać, że wraz z trwającym postępem technicznym oraz reformą rynku energii elektrycznej (dynamiczne ceny, możliwość świadczenia usług bilansowania) popularność tych urządzeń wzrośnie. W niektórych państwach systemowo wspiera się instalowanie akumulatorów ciepła. Dla przykładu: Szkocja i Niemcy zapewniają inwestorom, którzy je budują dedykowane wsparcie finansowe<sup>32</sup>.

31 T. Shepherd, *Various heating solutions for social housing in North Lincolnshire: Ongo Homes*. Technical Evaluation Report. NEA Technical Innovation Fund. Newcastle upon Tyne, 2018, <https://www.sunamp.com/wp-content/uploads/2019/04/CP780-TIF-REPORT-Aug-18-FINAL-1.pdf>.

32 *Heat batteries to be included in Home Energy Scotland loans*, 2018, <https://www.power-technology.com/news/heat-batteries-included-home-energy-scotland-loan-scheme/>.

### Sezonowe magazyny energii cieplnej

W praktyce spotyka się również sezonowe magazyny energii, które stanowią trudniejsze wyzwanie techniczne niż magazyny dobowe. Magazyny sezonowe wymagają bowiem dostępu do większego terenu i wykonania bardziej złożonych prac budowlanych. Mogą się one okazać jednak kluczowe dla procesu dekarbonizacji ciepłownictwa. Akumulatory sezonowe pozwalają na zmniejszenie zużycia energii elektrycznej przez pompy ciepła w okresie wzrostu zimowego zapotrzebowania na ogrzewanie. W tym przypadku pompy współpracują z akumulatorami, pełniąc zazwyczaj rolę uzupełniającego źródła energii, a podstawowy strumień energii grzewczej czerpany jest właśnie z akumulatora. Źródłem energii cieplnej kierowanej do akumulatorów sezonowych mogą być farmy solarne, wielkoskalowe pompy ciepła oraz jednostki kogeneracyjne.

Akumulatorami sezonowymi mogą być ziemne zbiorniki magazynowe, studnie głębinowe i podziemne zbiorniki wody. Akumulatory wielkoskalowe zawsze współpracują z sieciami ciepłowniczymi<sup>33</sup>. W Europie sezonowe magazynowanie energii cieplnej na dużą skalę funkcjonuje od lat 70. XX wieku, a pierwsze projekty pilotażowe przeprowadzono w Szwecji<sup>34</sup>. Jedne z największych na świecie projektów magazynowania realizowane są w Danii<sup>35</sup>.

Rysunek 13. Farma solarna (20 tys. m<sup>2</sup>) współpracująca z akumulatorem ciepła



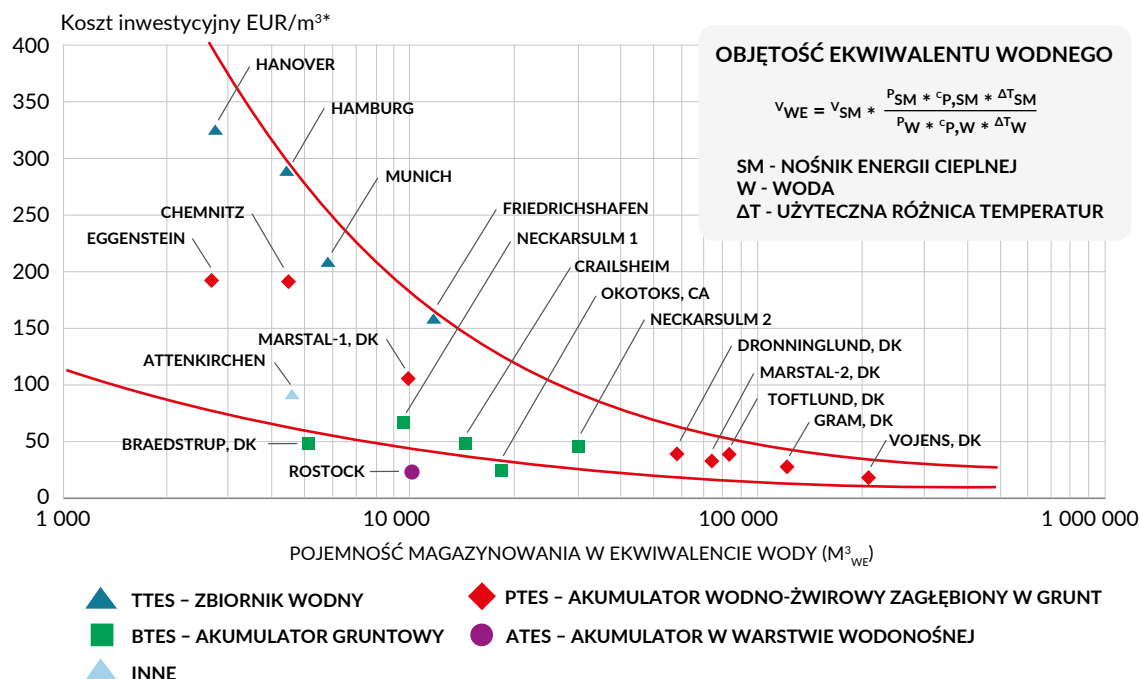
21

Źródło: Arcon Sunmark. Akumulator w miejscowości Nykøbing Sjælland w Danii.

W zależności od lokalnych uwarunkowań i rozwiązań technicznych koszty technologii magazynowania mogą się znacznie różnić. Jednak wraz ze wzrostem skali jednostkowe nakłady inwestycyjne zaczynają być podobne (rysunek 14).

- 33 T. Shepherd, *Różne rozwiązania grzewcze dla mieszkań socjalnych w North Lincolnshire: Ongo Homes. Sprawozdanie z oceny technicznej*, [w:] *Wielka Brytania: Krajowy plan działania na rzecz energii*, Fundusz Innowacji Technicznych NEA, Newcastle upon Tyne 2018, <https://www.sunamp.com/wp-content/uploads/2019/04/CP780-TIF-REPORT-Aug-18-FINAL-1.pdf>.
- 34 D. Mangold, L. Deschaintre, *Seasonal thermal energy storage: Report on state of the art and necessary further R+D*, IEA: Solar Heating & Cooling Programme, Paryż 2015, [http://task45.iea-shc.org/data/sites/1/publications/IEA\\_SHC\\_Task45\\_B\\_Report.pdf](http://task45.iea-shc.org/data/sites/1/publications/IEA_SHC_Task45_B_Report.pdf).
- 35 P. Eames, D. Loveday, V. Haines, P. Romanos, *The future role of thermal energy storage in the UK energy system: An assessment of the technical feasibility and factors influencing adoption*. (Research report), Londyn 2014, <https://ukerc.ac.uk/publications/the-future-role-of-thermal-energy-storage-in-the-uk-energy-system/>

Rysunek 14. Jednostkowe nakłady inwestycyjne wielkoskalowych magazynów ciepła



\*Kurs z roku 2017.

Źródło: A.J. Kallesøe, T. Vangkilde-Pedersen, 2019<sup>36</sup>.

22

### Sezonowe magazyny zielonego wodoru

Zielony wodór to wodór pozyskany drogą elektrolizy przy użyciu energii elektrycznej pochodzącej z OZE. W przyszłości, po osiągnięciu pełnej komercjalizacji technologii produkcji zielonego wodoru, gaz ten może zostać wykorzystany w jednostkach kogeneracyjnych w ciepłownictwie. Będą one pełniły podwójną rolę – producenta energii elektrycznej zgodnie z potrzebami KSE oraz wytwórcy ciepła systemowego. Praca na rzecz KSE będzie priorytetem, odwrotnie niż obecnie, gdy praca jednostek wytwórczych podporządkowana jest potrzebom odbiorców ciepła. Przyszłe chwilowe niezbilansowanie podaży ciepła z popytem będzie kompensowane przez akumulatory ciepła.

W krajach, w których istnieje infrastruktura dystrybucji gazu, bilansowanie sieci są zdolne zapewnić systemy hybrydowe (biwalentne) łączące pompę ciepła z kotłem spalającym gaz. W Wielkiej Brytanii i Holandii, które dysponują rozległymi sieciami dystrybucji gazu, stwierdzono, że w procesie dekarbonizacji ciepła systemy hybrydowe mogą być ekonomicznie uzasadnione<sup>37</sup>. W krajach tych zazwyczaj stosuje się rozwiązania składające się z pompy ciepła o mocy mniejszej niż ta, która jest potrzebna w okresie największych mrozów oraz kotła szczytowego. W zimne dni, które mogą zbiegać się z wysokim zapotrzebowaniem na energię elektryczną, wykorzystywane jest ogrzewanie gazowe. Zmniejsza to zapotrzebowanie na energię elektryczną i moce wytwórcze, a jednocześnie korzysta się z dostępnej przepustowości sieci gazowej. Aby jednak systemy te były zeroemisyjne w przyszłości należy przygotować je do stosowania gazu neutralnego środowiskowo, np. wodoru lub biogazu (magazynowanych sezonowo). Przyjęcie takich rozwiązań jest kwestią lokalnej analizy ekonomicznej badającej opłacalność budowy systemu, który funkcjonuje w oparciu o dwa urządzenia grzewcze (pompa ciepła i kocioł gazowy/wodorowy). Ten kierunek działania można nazwać elektryfikacją ciepła przy wsparciu zielonym wodorem.

36 A.J. Kallesøe, T. Vangkilde-Pedersen (red.), Underground Thermal Energy Storage (UTES) – state-of-the-art, example cases and lessons learned. HEATSTORE project report, GEOTHERMICA – ERA NET Cofund Geothermal, 2019.

37 Strbac i in., and Government of the Netherlands, *Klimaatakoord (Climate agreement)*, The Hague 2018, <https://www.klimaatakoord.nl/documenten/publicaties/2019/06/28/klimaatakoord>.



## 7. Nowe modele biznesowe

Istnieje wiele potencjalnych modeli biznesowych, które mogłyby zostać wykorzystane w procesie elektryfikacji ciepła. Poniżej prezentujemy te najważniejsze.

### Dynamiczne ceny energii elektrycznej

Zmienna cena energii zachęca klientów do przenoszenia zużycia energii elektrycznej z okresów o wysokich cenach (i wyższych emisjach jednostkowych CO<sub>2</sub>/MWh ze względu na włączanie do ruchu jednostek o coraz niższych sprawnościach wytwarzania) do okresów o niższych cenach (i niższych emisjach). Oznacza to, że dynamiczne taryfy tworzą bodźce nie tylko do optymalizacji kosztu ogrzewania i kosztów systemowych, ale pośrednio również do zmniejszania emisji zanieczyszczeń<sup>38</sup>.

Taryfy dla energii elektrycznej mogą być projektowane w taki sposób, aby jak najefektywniej wykorzystać istniejącą infrastrukturę systemu energetycznego. Umożliwi to również zmniejszenie kosztów operacyjnych przedsiębiorstwom ciepłowniczym przy jednoczesnym obniżeniu kosztów systemu elektroenergetycznego. To sytuacja, która przynosi korzyść wszystkim stronom procesu energetycznego. Zyskują przedsiębiorstwa i konsumenci.

Praktyka wskazuje, że klienci są gotowi przenieść swoją konsumpcję na tańsze godziny w ciągu dnia, jeśli będą istniały stosowne zachęty finansowe. Dla przykładu: w segmencie samochodów elektrycznych stwierdzono, że cena ma kluczowe znaczenie w sytuacji, gdy właściciele pojazdów ładują je w domu, dysponując odpowiednim buforem czasowym<sup>39</sup>. Niedawny brytyjski raport na temat badania wpływu zmiennych cen na zachowania konsumentów energii wykazał, że przenoszą oni około 70% poboru energii poza godziny szczytu<sup>40</sup>. Podobnych zachowań można oczekiwać w obszarze ogrzewania energią elektryczną.

Taryfy dynamiczne mogą mieć wiele postaci. Zaczynają się od prostych rozwiązań przypominających taryfę dzienną i nocną czy taryfę w dni powszednie i weekendy, w której płaci się za czas użytkowania. Konsument płaci zmienną, z góry ustaloną opłatę (jej wielkość wynika z historycznych wzorców zużycia energii) za określone przedziały czasu. Na drugim końcu palety ofert dla konsumentów są ceny energii w czasie rzeczywistym, ustalane na podstawie bieżących warunków panujących w systemie elektroenergetycznym. Inną pojawiającą się formą jest rabat w godzinach szczytu: konsumenci, którzy zdecydowali się na taką taryfę, otrzymują częściowy zwrot, jeżeli unikają korzystania z energii elektrycznej w godzinach szczytu, ale są obciążani jednolitą ceną, niezależnie od tego, czy zużywają energię w okresach szczytu, czy o innej porze dnia.

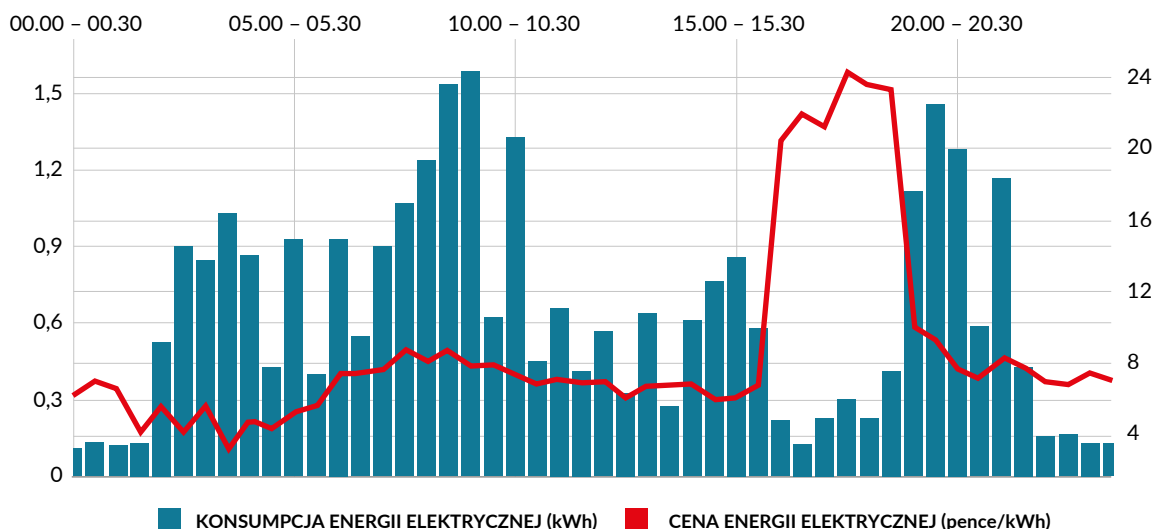
Poniżej przedstawiamy jeden z przykładów taryfy zróżnicowanej w czasie. Taryfa Octopus Agile w Wielkiej Brytanii oferuje klientom ceny półgodzinne. Dostawca codziennie określa stawki w oparciu o formułę, która jest zależna od półgodzinnej ceny hurtowej. Następnie każdego dnia o godz. 16.00 za pośrednictwem aplikacji na smartfony firma przekazuje informacje o stawkach konsumentom końcowym. Takie rozwiązanie daje wystarczająco dużo czasu na zaplanowanie zużycia na następny dzień. Warunek wstępny zapisania się do tej taryfy to posiadanie inteligentnego licznika, który dokonuje półgodzinnych pomiarów zużycia i wysyła je do dostawcy w celu rozliczenia. Dodatkową funkcją taryfy jest informowanie konsumenta, kiedy cena sprzedaży energii elektrycznej spada poniżej zera. Jeśli klienci zużywają energię w tych okresach, są za to wynagradzani. Odbiorcy mogą albo ręcznie zaplanować profil zużycia, albo wiadomości są przekazywane bezpośrednio do odpowiednio zaprogramowanych inteligentnych urządzeń. Rysunek 15 przedstawia profil obciążenia gospodarstwa domowego z pompą ciepła i taryfą Octopus Agile w czasie 24 godzin. Wyraźnie widać niskie zużycie energii elektrycznej w szczycie, gdy cena energii jest najwyższa.

38 Farnsworth, D., Shipley, J., Lazar, J., & Seidman, N. (czerwiec 2018). *Beneficial electrification: Ensuring electrification in the public interest*. Montpelier, VT: Regulatory Assistance Project. Źródło: <https://www.raponline.org/wp-content/uploads/2018/06/6-19-2018-RAP-BE-Principles2.pdf>.

39 *Project report: Consumers, vehicles and energy integration.*, Projekt PPR917, TRL, Berkshire 2019, <https://trl.co.uk/sites/default/files/CVEI%20D5.3%20-%20Consumer%20Charging%20Trials%20Report.pdf>.

40 J. Hildermeier, C. Kolokathis, J. Rosenow, M. Hogan, C. Wiese, A. Jahn, *Start with smart: Promising practices for integrating electric vehicles into the grid.*, VT: Projekt w ramach pomocy regulacyjnej, Montpelier 2019, <https://www.raponline.org/knowledge-center/start-with-smart-promising-practices-integrating-electric-vehicles-grid/>.

Rysunek 15. Przykład zmiennej w czasie taryfy i przenoszenia obciążenia zużycia pompy ciepła



Źródło: autorskie badanie oparte na danych z taryfy Octopus Agile i profilu obciążenia odbiorcy energii.

Nie jest jeszcze pewne, w jakim stopniu użytkownicy pomp ciepła będą skłonni do reagowania na ceny dynamiczne i przesuwania w czasie zapotrzebowania na ciepło. Zależy to przede wszystkim od budowy całej instalacji grzewczej i zdolności budynku do akumulowania ciepła. Doświadczenia z Danii, które polegają na testowaniu automatycznych reakcji na bodźce cenowe po stronie popytu (pomp ciepła), pokazują, że konsumenci odpowiadają na te sygnały, jeśli system jest właściwie zautomatyzowany.

#### Duński projekt eFlex

W latach 2011–2012 firma DONG Energy Eldistribution przeprowadziła próbny projekt, w którym przetestowała reakcje konsumentów na bodźce cenowe. Celem projektu było określenie najskuteczniejszych zachęt dla użytkowników pomp ciepła, wywołujących taką odpowiedź po stronie popytu, która odroczyłaby zużycie energii i przyczyniła się do uniknięcia kosztów sieciowych.

Gospodarstwa domowe zostały wyposażone w system automatyki grzewczej ze zintegrowaną jednostką sterującą, która wyłączała pompę ciepła w szczycie i włączała ją po nim. Uczestnicy mogli ustalić maksymalne okresy przerw, minimalne poziomy komfortu cieplnego i wstępnie określić, jakie parametry mają sterować automatyką. Jednym z parametrów była bieżąca cena energii, innym udział energii wiatrowej w systemie. Można też było wybrać parametr łączący oba czynniki.

Ceny energii opierały się na trzech elementach: cenach hurtowych na rynku energii elektrycznej dnia następnego Nord Pool, 3-stopniowej taryfie sieciowej oraz podatkach i opłatach. System pozwalał też użytkownikom na pomijanie automatyzacji w dowolnym momencie.

**Wyniki projektu wskazały, że istnieje znaczny potencjał zarządzania obciążeniem pomp ciepła. Redukcja mocy szczytowej w grupie badanych urządzeń wyniosła 30 procent.**

Badanie potwierdziło, że gospodarstwa domowe reagują na bodźce ekonomiczne i są otwarte na automatyzację w oparciu o sygnały cenowe. Jedynie przez około 1% czasu lub mniej więcej raz na 3 miesiące klienci wykorzystywali funkcję pominięcia automatyki.

Odpowiednia polityka cenowa jest istotnym elementem pożądanej eksploatacji urządzeń grzewczych. Jednak jej skuteczność będzie ograniczona, jeżeli nie będą jej towarzyszyć rozwiązania techniczne (takie jak zautomatyzowane systemy kontroli obciążenia) umożliwiające klientom łatwe i skuteczne reagowanie na bodźce. Z drugiej strony, wdrażanie wyrafinowanych rozwiązań automatyki i technologii grzewczych nie przyniesie korzyści bez wprowadzenia dynamicznych cen energii. Dotychczasowe doświadczenia wskazują na to, że postęp w obu obszarach musi być wzajemnie skorelowany.

### Ciepło jako usługa

Gospodarstwa domowe płacą zazwyczaj za ilość zużytego paliwa (kWh energii elektrycznej lub gazu, litry oleju opałowego itp.) oraz opłatę stałą za wykorzystanie infrastruktury w celu utrzymania oczekiwanej temperatury wewnątrz pomieszczenia. Odbiorcom końcowym zależy na komforcie cieplnym, a nie na energii grzewczej, w jakiegokolwiek formie by ona nie była – gazu, prądu czy też gorącej wody z sieci miejskiej. Sprostanie temu oczekiwaniu znalazło się u podstawy nowego podejścia zwanego „ciepło jako usługa”, czyli modelu, w którym gospodarstwo domowe uzgadnia z dostawcą usług energetycznych określony poziom komfortu cieplnego za określoną cenę<sup>41</sup>. Klienci mogą zdecydować, co oznacza dla nich komfort termiczny np. poprzez wybór, w których godzinach dnia chcieliby mieć daną temperaturę w konkretnych pomieszczeniach. Dostawca usług energetycznych instaluje system grzewczy, obsługuje go i zapewnia realizację oczekiwań klientów w zamian za uzgodnione opłaty.

Ten model biznesowy można porównać do umowy o nieograniczony szerokopasmowy dostęp do internetu, w której szybkość i niezawodność połączenia są uzgodnione w umowie, ale ilość wykorzystanych danych nie wpływa na koszt. To, za co płaci klient, to obsługa niezawodnego i szybkiego łącza szerokopasmowego.

Sprawa własności urządzeń grzewczych też jest kwestią umowną. Dostawca usług energetycznych może być właścicielem systemu ogrzewania i stosować podejście podobne jak przy leasingu samochodu, w którym klient zgadza się na okres umowy i stałą miesięczną płatność, ale samochód nie jest własnością klienta po zakończeniu okresu obowiązywania umowy.

Autorzy niniejszego raportu wyrażają przekonanie, że model biznesowy „ciepło jako usługa”, przyjęty przez zawodowe przedsiębiorstwa ciepłownicze, może stać się podstawą upowszechniania pomp ciepła w indywidualnych gospodarstwach domowych. Wiadomo, że wiele budynków nigdy nie zostanie przyłączonych do sieci ciepłowniczych ze względów technicznych lub kosztowych, ale nie powinny one zniknąć z horyzontu zainteresowania tych firm. Likwidacja przestarzałych pieców domowych („kopciuchów”) i zastępowanie ich pompami ciepła, oferowanymi w formule ESCO, może być istotnym rozszerzeniem działalności operacyjnej przedsiębiorstw i przyczynić się do zwiększenia udziału strumienia ciepła z OZE, wnosząc tym samym wkład w realizację celu krajowego.

Profesjonalne działanie przedsiębiorstw ciepłowniczych i uzyskany efekt skali na olbrzymim rynku, który obejmuje 3 miliony budynków, przełoży się na standaryzację rozwiązań, bardziej zaawansowane technologie pomp ciepła i w końcu na mniejsze wydatki kapitałowe, co poskutkuje niższą ceną usługi oferowanej klientom.

Oczekuje się, że aktualizowana strategia dla ciepłownictwa uwzględni społeczne korzyści środowiskowe i ekonomiczne płynące z tego typu modelu biznesowego i da bodziec do opracowania stosownych rozwiązań legislacyjnych dedykowanych koncesjonowanym przedsiębiorstwom ciepłowniczym.

Obecnie na rynku europejskim istnieją już pewne warianty modeli biznesowych ciepła jako usługi (tabela 2). Można je potencjalnie dostosować do konkretnej sytuacji w Polsce.

41 *Heat as a service: An introduction*, Energy Systems Catapult, Birmingham 2019, <https://es.catapult.org.uk/wp-content/uploads/2019/06/SSH2-Introduction-to-Heat-as-a-Service-1.pdf>.

Tabela 2. Rynkowe modele usług ciepłowniczych

Model biznesowy	Jak to działa?
Dzierżawa majątku	<p>Usługodawca pobiera stałą miesięczną opłatę za dzierżawę urządzenia grzewczego. Opłata obejmuje rutynową konserwację i naprawy.</p> <p>Przykłady:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Holandia – firma Feenstra oferuje wynajem kotłów.</li> <li>• Dania – firma OK oferuje leasing pomp ciepła.</li> </ul>
Dzierżawa majątku z efektem oszczędności	<p>Podobnie jak w przypadku dzierżawy majątku, ale dodatkowo z pewnymi gwarancjami dotyczącymi efektywności.</p> <p>Przykład:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Dania – firma Best Green zwraca klientom koszt energii elektrycznej zużywanej przez pompy ciepła.</li> </ul>
Plan płatności za energię	<p>Alternatywny sposób płacenia za energię, który nie obejmuje urządzenia grzewczego. Przykłady:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Wielka Brytania – firma Energy Systems Catapult: model płatności za uzgodnioną liczbę godzin ogrzewania lub płatność za kontrolowane przez klienta zużycie energii.</li> <li>• Hiszpania – firma Naturgy w ofercie łączy dostawy energii i usługi konserwacyjne za stałą miesięczną opłatą.</li> </ul>
Produkcja ciepła jako usługa	<p>Usługodawca wydzierżawia urządzenie grzewcze, a także dostarcza paliwo. Klienci są obciążani za jednostkę wytworzonego ciepła. Przykłady:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Niemcy – firmy Thermondo i Viessmann oferują tego rodzaju usługi z kotłami gazowymi.</li> </ul>
Komfort cieplny jako usługa	<p>Usługodawca wydzierżawia urządzenie grzewcze. Klienci są obciążani opłatami za komfort cieplny, a nie za generowane ciepło. Przykład:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Holandia – firma Eneco, korzystając z pomp ciepła, oferuje temperaturę 20°C za stałą miesięczną opłatą.</li> </ul>

Źródło: Delta EE, 2019<sup>42</sup>.

#### Bilansowanie systemu zasilania (za pośrednictwem agregatorów)

Na obecnym poziomie technik grzewczych i informatycznych (ICT) nie ma jeszcze sposobu, by poszczególne gospodarstwa domowe mogły samodzielnie stać się aktywnymi uczestnikami rynku energii. Aby umożliwić im świadczenie usług systemowych, np. w zakresie bilansowania energii, potrzebni są pośrednicy – agregatorzy, którzy będą działali w imieniu grupy gospodarstw. Agregator może korzystać z rozproszonych zasobów energetycznych pochodzących od dużej liczby odbiorców. Główną zaletą agregacji jest danie klientom szansy uczestnictwa w różnych rynkach (np. energii elektrycznej i gazu) dzięki uzyskaniu lokalnej elastyczności, przenoszeniu godzin obciążenia i generowaniu usług korzystnych dla sieci i systemu elektroenergetycznego jako całości. Rola agregatorów ma kluczowe znaczenie dla tworzenia elastyczności po stronie popytu, zwłaszcza w sektorze mieszkaniowym, ponieważ odbiorcy indywidualni to zazwyczaj małe podmioty, których priorytetem jest uzyskanie niezawodnych i tanich usług przy jak najmniejszym wysiłku z ich strony.

42 Heat as a service, Delta EE, 2019, [https://www.delta-ee.com/images/Infographics/HaaS\\_Infographic\\_Final.pdf](https://www.delta-ee.com/images/Infographics/HaaS_Infographic_Final.pdf).

Rynek usług związanych z zarządzaniem stroną popytową jest jeszcze mały i na wczesnym etapie rozwoju, zarówno pod względem technologii, jak i zaangażowania klientów. Według ostatnich badań<sup>43</sup> status tego rynku jest następujący:

- Wielkość rynku zarządzania stroną popytową gospodarstw domowych w UE wynosi niecałe 1,5 GW mocy elektrycznej. To niewiele w porównaniu z konwencjonalnym wytwarzaniem energii, jak i bazą aktywów, które w łatwy sposób można wykorzystać w usłudze DSR.
- 16 przedsiębiorstw oferuje obecnie 30 komercyjnych projektów zarządzania stroną popytową dla gospodarstw domowych na 9 rynkach UE; 30 kolejnych próbnych projektów jest bliskich komercjalizacji.
- Firma Voltalis dominuje dziś w zarządzaniu zużyciem energii na rynku mieszkaniowym, kontrolując niemal 1 GW mocy.
- Powstają nowe platformy technologiczne, które współpracują z istniejącymi agregatorami i dostawcami energii.

Według IRENA<sup>44</sup> agregatorzy sektora mieszkaniowego uwzględniają zazwyczaj w swoim portfolio jedynie rozproszoną fotowoltaikę i magazyny energii. Tymczasem mają oni możliwość tworzenia elastyczności po stronie popytu ze znacznie szerszego portfolio aktywów mieszkaniowych, w tym rozwiązań Power to Heat, pojazdów elektrycznych lub inteligentnych urządzeń energetycznych. Jest to jednak cały czas faza eksperymentalna.

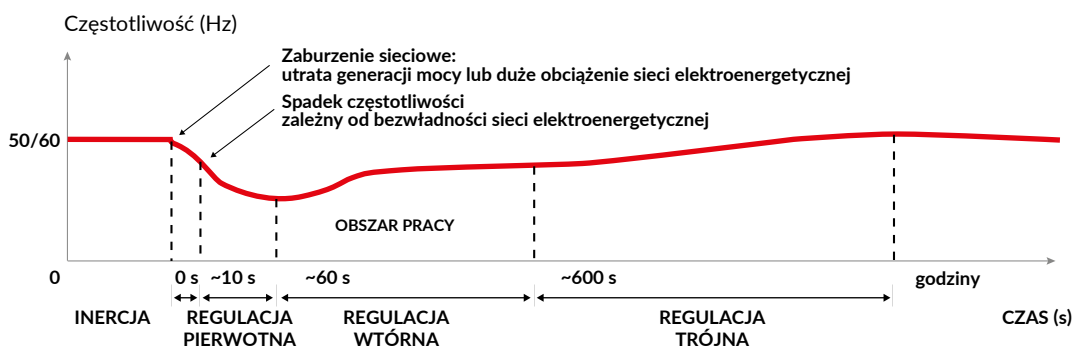
Jesteśmy przekonani, że planowane w Polsce zmiany zasad funkcjonowania rynku bilansującego, które zwiększają ilość grup uczestników dopuszczonych do bilansowania systemu, przyspieszą rozwój usług DSR.

W praktyce spotyka się trzy stopnie regulacji systemu elektroenergetycznego (rysunek 16). Są to:

- Regulacja pierwotna uruchamiana niemal w czasie rzeczywistym. Pozwala ona na automatyczną regulację obciążenia, dzięki czemu możliwe jest sterowanie częstotliwością w ciągu kilku sekund od chwili powstania zakłócenia.
- Reakcja wtórna, która aktywuje się w drugim kroku w okresie do 10 minut i pozwala na powrót do standardowej wartości częstotliwości w systemie.
- Reakcja trójna aktywowana w kolejnym kroku, która pozwala na utrzymanie stabilności częstotliwości przez dłuższy czas niezbędny do usunięcia pierwotnej przyczyny niezbilansowania w systemie.

27

Rysunek 16. Rodzaje regulacji systemu realizowane przez agregatorów



Źródło: State Grid Electric Power Research Institute, 2020<sup>45</sup>.

43 J. Hughes, *Residential demand response: releasing great potential in the next 5 years*, 2019, <https://www.delta-ee.com/delta-ee-blog/residential-demand-response-releasing-great-potential-in-the-next-5-years.html>.

44 *Demand-side flexibility for power sector transformation*, IRENA, 2019, <https://www.irena.org/publications/2019/Dec/Demand-side-flexibility-for-power-sector-transformation>.

45 Z. Wu, W. Gao, T. Gao i in., *State-of-the-art review on frequency response of wind power plants in power systems*, „Journal of Modern Power Systems and Clean Energy” 2018, 6, 1-16, <https://link.springer.com/article/10.1007/s40565-017-0315-y>.

Działający na rynku agregatorzy mogą oferować usługi regulacji wtórnej i trójnej przy wykorzystaniu pomp ciepła<sup>46</sup>. Oznacza to, że potrzebny jest pewien rodzaj kontroli nad pracą pomp ciepła. W tym zakresie istnieją dwie opcje:

- Kontrola bezpośrednia polega na tym, że sprężarka w pompie ciepła jest sterowana bezpośrednio sygnałem od agregatora z pominięciem układu kontroli wewnętrznej pompy. To rodzaj sterowania szybszy i o większej dokładności niż sterowanie pośrednie. Główną wadą jest to, że pompa ciepła musi być przygotowana do sterowania zewnętrznego, co dla większości obecnie produkowanych pomp nie jest możliwe.
- Kontrola pośrednia odbywa się głównie poprzez sterowanie temperaturą ogrzania przy pomocy czujnika temperatury. W ten sposób można wpływać na pracę pompy i poziom mocy.

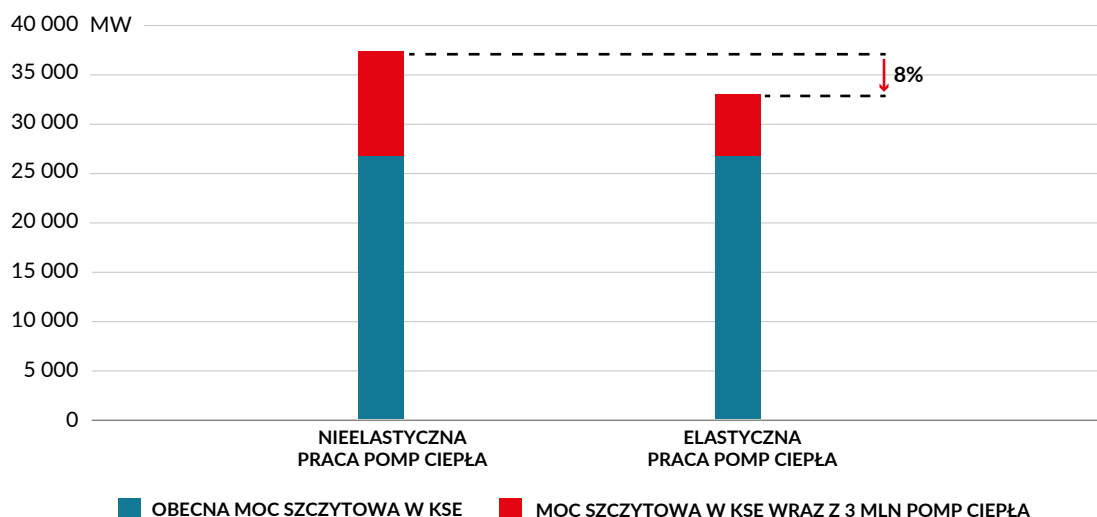
### Krajowy potencjał elastyczności pomp ciepła (DSR)

Ze względu na brak wystarczających doświadczeń związanych z zarządzaniem stroną popytową w ciepłownictwie, a także początkową fazę procesu jej elektryfikacji oraz rozwoju akumulatorów ciepła można jedynie w przybliżeniu oszacować korzyści dla systemu elektroenergetycznego, które płyną ze zdalnego sterowania pracą pomp ciepła.

Na potrzeby tego raportu założyliśmy, że w pompę ciepła zostanie docelowo wyposażonych 3 miliony domów jednorodzinnych w Polsce. Zwiększyłoby to obciążenie szczytowe KSE o około 10 GWe (przy założeniu, że maksymalne zapotrzebowanie gospodarstwa domowego wyniesie 3,3 kW). Z doświadczeń duńskiego projektu Dong Energy eFlex wiadomo, że około 30% obciążenia cieplnego można przesunąć poprzez optymalizację pracy pomp ciepła bez utraty komfortu cieplnego przez mieszkańców budynku. Wobec tego skuteczne zarządzanie pompami ciepła może obniżyć popyt na moc o 3 GWe (do 7 GWe), czyli 8% całkowitej mocy szczytowej KSE (rysunek 17). Jest to na tyle duży potencjał, że warto sięgnąć po niego, przygotowując stosowne plany działania i rozwiązania legislacyjne.

28

Rysunek 17. Zmniejszenie mocy szczytowej KSE w wyniku zarządzania pracą pomp ciepła



Źródło: opracowanie własne.

46 Innovation landscape brief: Aggregators, IRENA, 2019, [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA\\_Innovation\\_Aggregators\\_2019\\_PDF?la=en&hash=EB86C1C86A7649B25050F57799F2C0F609894A01](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA_Innovation_Aggregators_2019_PDF?la=en&hash=EB86C1C86A7649B25050F57799F2C0F609894A01).

## 8. Podsumowanie. Co zyskujemy?

Elektryfikacja ciepła w oparciu o wykorzystywanie energii pozyskiwanej ze źródeł odnawialnych, mimo że wydaje się odległa, pozwoliłaby Polsce zrobić ogromny krok w przyszłość.

### Ochrona środowiska i klimatu

Modernizacja budynków w Polsce i elektryfikacja ciepła umożliwi szybką poprawę jakości powietrza i jednocześnie wesprze proces dekarbonizacji ogrzewania. Transformacja całego ogrzewnictwa indywidualnego może zupełnie wyeliminować popyt na węgiel ze strony gospodarstw domowych i małych odbiorców, który wynosi obecnie 12 milionów ton rocznie.

### Wzrost udziału energii z OZE

Pompy ciepła wspierają realizację krajowych celów OZE, zgodnie z zapisami dyrektywy w sprawie odnawialnych źródeł energii. Polska niestety nie osiągnie celu wyznaczonego przez UE na rok 2020, wobec czego należy dołożyć starań, by osiągnąć nowy cel wyznaczony na rok 2030. Największy potencjał energii z OZE dla indywidualnego ogrzewnictwa tkwi właśnie w pompach ciepła oraz częściowo w biomasie i ogrzewaniu solarnym. Wzrost udziału energii z OZE to równocześnie wzmocnienie bezpieczeństwa energetycznego i zmniejszenie importu paliw.

### Wydajność energetyczna budynków

Ważne jest, aby poprawa efektywności energetycznej budynków i elektryfikacja ciepła były wspierane w sposób skorelowany. Pozwoli to na zwiększenie rezultatów energetycznych przy ograniczeniu wydatków kapitałowych. Pompy ciepła działają wydajniej w dobrze izolowanych budynkach. Wydajne budynki z kolei umożliwiają elastyczniejszą pracę pomp ciepła i zwiększają potencjał świadczenia usług systemowych. Efektywne obiekty minimalizują również zapotrzebowanie mocy pomp ciepła, a co za tym idzie, ilość dodatkowej energii elektrycznej i nakładów inwestycyjnych.

29

### Zmniejszenie energochłonności

Pompy ciepła zapewniają oszczędność energii, dlatego są technologią kwalifikowaną (preferowaną) na mocy art. 7 dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej<sup>47</sup>. Zgodnie z tym artykułem państwa członkowskie zostały zobligowane do corocznej redukcji zużycia energii końcowej o 0,8% w okresie 2021-2030. Wdrożenie pomp ciepła wraz z termomodernizacją budynków może pomóc zamknąć lukę nieefektywności energetycznej gospodarki.

Warto też dodać, że instalacja pomp ciepła w nowych obiektach, zamiast systemów grzewczych opartych na paliwach kopalnych, pozwoli na skuteczniejsze spełnienie wymogów dyrektywy w sprawie charakterystyki energetycznej w budynkach.

### Zmniejszenie kosztu ogrzewania

Wraz z postępującym wdrażaniem pomp ciepła należy wprowadzić bardziej zaawansowane dynamiczne taryfy na energię elektryczną.

W Polsce istnieją już taryfy wielostrefowe, które mogą i powinny być powiązane z wprowadzeniem pomp ciepła w celu optymalizacji kosztu ogrzewania. Wynagradzanie usług systemowych w oparciu o sterowanie pracą pomp ciepła może zmniejszyć zapotrzebowanie na moc szczytową oraz wydatki na budowę nowych mocy wytwórczych w KSE. Usługa bilansowania powinna przyczynić się dodatkowo do zmniejszenia kosztu ogrzewania gospodarstw domowych.

<sup>47</sup> Zalecenie Komisji (UE) 2019/1658 z dnia 25 września 2019 r. dotyczące transpozycji obowiązków oszczędności energii na podstawie dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej, Komisja Europejska, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019H1658&from=PL>.

## Literatura

1. *Towards net-zero emissions in the EU energy system by 2050.*, Joint Research Centre, 2020, <[https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC118592/towards\\_net-zero\\_emissions\\_in\\_the\\_eu\\_energy\\_system\\_-\\_insights\\_from\\_scenarios\\_in\\_line\\_with\\_2030\\_and\\_2050\\_ambitions\\_of\\_the\\_european\\_green\\_deal\\_on.pdf](https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC118592/towards_net-zero_emissions_in_the_eu_energy_system_-_insights_from_scenarios_in_line_with_2030_and_2050_ambitions_of_the_european_green_deal_on.pdf)>
2. *Czyste ciepło 2030. Strategia dla ciepłownictwa*, Forum Energii, 2019, <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/czyste-cieplo-2030>.
3. *Zmiana celów redukcyjnych i cen uprawnień do emisji wynikająca z komunikatu „Europejski Zielony Ład”*, Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, 2020, <https://www.kobize.pl/pl/article/life-climate-cake-pl-aktualnosci/id/1642/zmiana-celow-redukcyjnych-i-cen-uprawnien-do-emisji-wynikajaca-z-komunikatu-seuropejski-zielony-lad>.
4. *Powering a climate-neutral economy: An EU Strategy for Energy System Integration*, European Commission, 2020, [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/energy\\_system\\_integration\\_strategy\\_.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/energy_system_integration_strategy_.pdf).
5. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych.
6. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2002 z dnia 11 grudnia 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej (EED Energy Efficiency Directive).
7. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/844 z dnia 30 maja 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2010/31/UE w sprawie charakterystyki energetycznej budynków i dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej (EPBD Energy Performance of Buildings Directive).
8. *Financing renovation of buildings in Poland*, Buildings Performance Institute Europe, 2018, <http://bpie.eu/wp-content/uploads/2018/06/merged-1.pdf>.
9. *Energy efficiency in Poland*, Institute of Environmental Economics, 2018, [https://ibs.org.pl/app/uploads/2018/04/KK\\_IES\\_Prze%C5%82ad2017\\_EN\\_160x230mm\\_2018\\_06\\_28\\_web.pdf](https://ibs.org.pl/app/uploads/2018/04/KK_IES_Prze%C5%82ad2017_EN_160x230mm_2018_06_28_web.pdf).
10. R. Cowart, *Unlocking the promise of the Energy Union: “Efficiency first” is key.*, Bruksela 2014, <https://www.raponline.org/knowledge-center/unlocking-the-promise-of-the-energy-union-efficiency-first-is-key/>
11. *The Critical Role of Buildings*, IEA, France 2019, <https://www.iea.org/publications/reports/PerspectivesfortheCleanEnergyTransition/>.
12. *Decarbonisation pathways*, Eurelectric, Brussels 2019, <https://cdn.eurelectric.org/media/3457/decarbonisation-pathways-h-5A25D8D1.pdf>.
13. *Building sector Efficiency: A crucial Component of the Energy Transition*, Fraunhofer IEE | Consentec, Agora Energiewende, Berlin 2018, <https://www.agora-energiewende.de/en/publications/building-sector-efficiency-a-crucial-component-of-the-energy-transition/>.
14. *Mapa drogowa dotycząca przygotowania i wdrażania studiów wykonalności inwestycji badawczo-rozwojowych i innowacyjnych (ang. Business Technology Roadmaps – BTR) dla branży producentów niskoemisyjnych urządzeń grzewczych do 2030 roku*, Ministerstwo Przedsiębiorczości i Technologii, 2019.
15. *Scenariusze elektryfikacji ogrzewania w budynkach jednorodzinnych w Polsce do 2030 roku*, PORT PC, 2020, [http://portpc.pl/pdf/raporty/01-70\\_Raport\\_2020\\_P.pdf](http://portpc.pl/pdf/raporty/01-70_Raport_2020_P.pdf).
16. *Czyste Ciepło w twoim domu*, Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, 2016.
17. D. Sanders, A. Hart, M. Ravishankar, J. Brunert, *Analiza elastyczności systemu elektroenergetycznego dla Wielkiej Brytanii*, Carbon Trust i Imperial College London, Londyn 2016, [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/568982/An\\_analysis\\_of\\_electricity\\_flexibility\\_for\\_Great\\_Britain.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/568982/An_analysis_of_electricity_flexibility_for_Great_Britain.pdf).

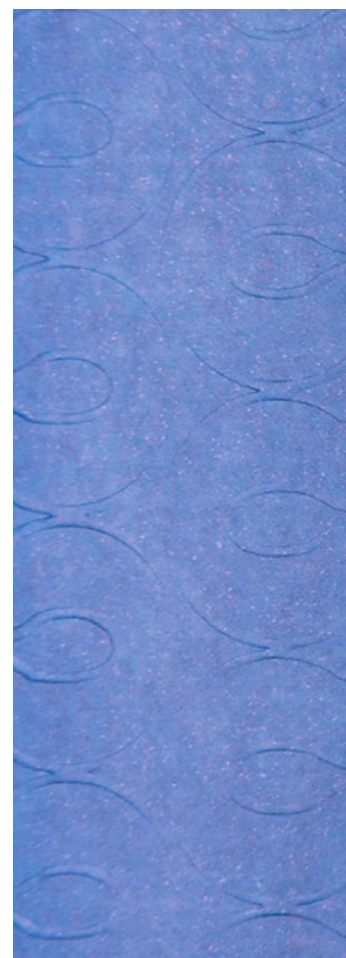


18. *Plan dla społeczeństwa post-węglowego: dlaczego elastyczność mieszkaniowa jest kluczem do dekarbonizacji energii elektrycznej, ciepła i transportu*, Ovo Energy i Imperial College London, Bristol, Londyn 2018, <https://www.ovoenergy.com/binaries/content/assets/documents/pdfs/newsroom/blueprint-for-a-post-carbon-society-how-residential-flexibility-is-key-to-decarbonising-power-heat-and-transport/blueprintforapostcarbon-societypdf-compressed.pdf>.
19. O. Ruhnau, L. Hirth, A. Praktiknjo, *Heating with wind: Economics of heat pumps and variable renewables*, Leibniz Information Centre for Economics – ZBW, Hamburg 2019.
20. Z. Zhai, M. L. L. Abarr, S. N. J. Al-Saadi, P. Yate, *Technologie magazynowania energii w budynkach mieszkalnych*, „Journal of Architectural Engineering” 2014, 20(4), B4014004.
21. H. Lund i in., *Magazynowanie energii i inteligentne systemy energetyczne*, „International Journal of Sustainable Energy Planning and Management” 2016, 11, s. 3-14.
22. D. Fischer, H. Madani, *On heat pumps in smart grids: A review*, „Renewable and Sustainable Energy Reviews” 2017, 70(C), 342-357.
23. J. Love, A. Z. Smith, S. Watson, E. Oikonomou, A. Summerfield, C. Gleeson, ..., R. Lowe, *The addition of heat pump electricity load profiles to GB electricity demand: Evidence from a heat pump field trial*, „Applied Energy” 2017, 204, 332-342.
24. J. L. Dreau, P. K. Heiselberg, *Elastyczność energetyczna budynków mieszkalnych wykorzystujących krótkoterminowe magazynowanie ciepła w masie termicznej*, „Energy” 2016, 111, 991-1002.
25. Arteconi, N. J. Hewitt, F. Polonara, *Domestic demand-side management (DSM): Role of heat pumps and thermal energy storage (TES) systems.*, „Applied Thermal Engineering” 2013, 51(1-2), 155-165.
26. *IEA HPT Programme Annex: Heat pumps in smart grids; UK executive summary*, Delta Energy & Environment, Edynburg 2018, [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/680514/heat-pumps-smart-grids-executive-summary.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/680514/heat-pumps-smart-grids-executive-summary.pdf).
27. *Uk homes losing heat up to three times faster than european neighbours*, <https://www.tado.com/t/en/uk-homes-losing-heat-up-to-three-times-faster-than-european-neighbours/>.
28. K. M. Luc, A. Heller, C. Rode, *Energy demand flexibility in buildings and district heating systems – a literature review.*, „Advances in Building Energy Research” 2019, 13(2), 241-263.
29. Vandermeulen, B. van der Heijde, L. Helsen, *Controlling district heating and cooling networks to unlock flexibility: A review*, „Energy” 2018, 151, 103-115.
30. T. Shepherd, *Various heating solutions for social housing in North Lincolnshire: Ongo Homes*. Technical Evaluation Report. NEA Technical Innovation Fund. Newcastle upon Tyne, 2018, <https://www.sunamp.com/wp-content/uploads/2019/04/CP780-TIF-REPORT-Aug-18-FINAL-1.pdf>.
31. *Heat batteries to be included in Home Energy Scotland loans*, 2018, <https://www.power-technology.com/news/heat-batteries-included-home-energy-scotland-loan-scheme/>.
32. D. Mangold, L. Deschaintre, *Seasonal thermal energy storage: Report on state of the art and necessary further R+D*, IEA: Solar Heating & Cooling Programme, Paryż 2015, [http://task45.iea-shc.org/data/sites/1/publications/IEA\\_SHC\\_Task45\\_B\\_Report.pdf](http://task45.iea-shc.org/data/sites/1/publications/IEA_SHC_Task45_B_Report.pdf).
33. P. Eames, D. Loveday, V. Haines, P. Romanos, *The future role of thermal energy storage in the UK energy system: An assessment of the technical feasibility and factors influencing adoption*. (Research report), Londyn 2014, <https://ukerc.ac.uk/publications/the-future-role-of-thermal-energy-storage-in-the-uk-energy-system/>
34. A.J. Kallesøe, T. Vangkilde-Pedersen (red.), *Underground Thermal Energy Storage (UTES) – state-of-the-art, example cases and lessons learned*. HEATSTORE project report, GEOTHERMICA – ERA NET Cofund Geothermal, 2019

35. Strbac i in., and Government of the Netherlands, *Klimaatakoord (Climate agreement)*, The Hague 2018, <https://www.klimaatakoord.nl/documenten/publicaties/2019/06/28/klimaatakoord>.
36. Farnsworth, D., Shipley, J., Lazar, J., & Seidman, N. (czerwiec 2018). *Beneficial electrification: Ensuring electrification in the public interest*. Montpelier, VT: Regulatory Assistance Project. Źródło: <https://www.raponline.org/wp-content/uploads/2018/06/6-19-2018-RAP-BE-Principles2.pdf>.
37. *Project report: Consumers, vehicles and energy integration.*, Projekt PPR917, TRL, Berkshire 2019, <https://trl.co.uk/sites/default/files/CVEI%20D5.3%20-%20Consumer%20Charging%20Trials%20Report.pdf>.
38. J. Hildermeier, C. Kolokathis, J. Rosenow, M. Hogan, C. Wiese, A. Jahn, *Start with smart: Promising practices for integrating electric vehicles into the grid.*, VT: Projekt w ramach pomocy regulacyjnej, Montpelier 2019, <https://www.raponline.org/knowledge-center/start-with-smart-promising-practices-integrating-electric-vehicles-grid/>.
39. *Heat as a service: An introduction*, Energy Systems Catapult, Birmingham 2019, <https://es.catapult.org.uk/wp-content/uploads/2019/06/SSH2-Introduction-to-Heat-as-a-Service-1.pdf>.
40. *Heat as a service*, Delta EE, 2019, [https://www.delta-ee.com/images/Infographics/HaaS\\_Infographic\\_Final.pdf](https://www.delta-ee.com/images/Infographics/HaaS_Infographic_Final.pdf).
41. J. Hughes, *Residential demand response: releasing great potential in the next 5 years*, 2019, <https://www.delta-ee.com/delta-ee-blog/residential-demand-response-releasing-great-potential-in-the-next-5-years.html>.
42. *Demand-side flexibility for power sector transformation*, IRENA, 2019, <https://www.irena.org/publications/2019/Dec/Demand-side-flexibility-for-power-sector-transformation>.
43. Z. Wu, W. Gao, T. Gao i in., *State-of-the-art review on frequency response of wind power plants in power systems*, „Journal of Modern Power Systems and Clean Energy” 2018, 6, 1-16, <https://link.springer.com/article/10.1007/s40565-017-0315-y>.
44. *Innovation landscape brief: Aggregators*, IRENA, 2019, [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA\\_Innovation\\_Aggregators\\_2019.PDF?la=en&hash=EB86C1C86A7649B25050F57799F2C0F609894A01](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA_Innovation_Aggregators_2019.PDF?la=en&hash=EB86C1C86A7649B25050F57799F2C0F609894A01).
45. Zalecenie Komisji (UE) 2019/1658 z dnia 25 września 2019 r. dotyczące transpozycji obowiązków oszczędności energii na podstawie dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej, Komisja Europejska, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019H1658&from=PL>.
46. J. Rosenow, T. Skoczkowski, S.Thomas, A.Węglarze, W. Stańczyk, M. Jędra, *Ocena polskiego Systemu Białych Certyfikatów*, „Energy Policy” 2020, 144, 111689.



# Elektryfikacja ciepłownictwa w Polsce. Droga do czystego ciepła



**FORUM ENERGII**, Wspólna 35/10, 00-519 Warszawa  
NIP: 7010592388, KRS: 0000625996, REGON:364867487

[www.forum-energii.eu](http://www.forum-energii.eu)