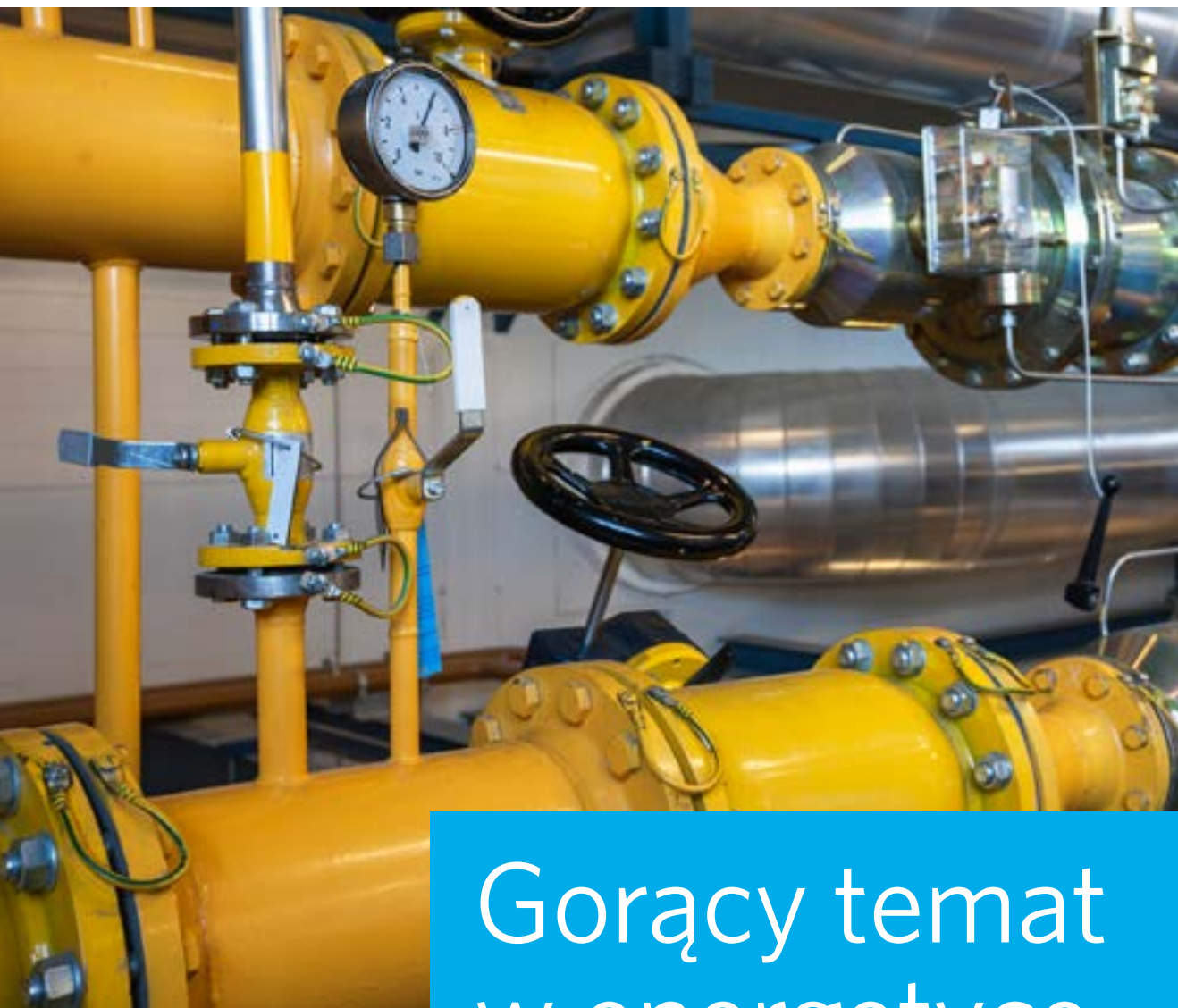




Gorący temat w energetyce

Dlaczego warto
promować kogenerację

Spis treści

Wstęp **3**

Rekomendacje **5**

Jak wygląda polski rynek ciepła **6**

Czym jest kogeneracja i jakie ma zalety **9**

Jakie wady ma kogeneracja **11**

Co może przyspieszyć rozwój kogeneracji **12**

Jakie wyzwania stoją przed elektrociepłowniami **14**

Jak wspiera się kogenerację w innych krajach **16**

Bibliografia **19**



AUTOR

Robert Tomaszewski

Analitik ds. gospodarczych

Polityka Insight

(+48) 22 436 73 14

r.tomaszewski@politykainsight.pl

REDAKCJA

Krzysztof Bolesta

Marcin Bąba

PROJEKT GRAFICZNY

Ilya Navumenka

Anna Olczak



LEWIATAN

Partnerem raportu jest Konfederacja Lewiatan. Opracowanie jest bezstronne i obiektywne, a partner nie miał wpływu na jego tezy ani wymowę. Wszystkie prawa zastrzeżone.

**POLITYKA
INSIGHT**

Polityka Insight dostarcza niezbędną wiedzę liderom biznesu, decydentom politycznym i dyplomatom. Nasz codzienny serwis poświęcony gospodarce, polityce i sprawom europejskim czyta ponad tysiąc osób na kierowniczych stanowiskach w Polsce i za granicą. Poprzez PI Research świadczymy usługi analityczne na zlecenie.

Kogeneracja, czyli jednoczesna produkcja prądu i ciepła, to jeden z najbardziej efektywnych sposobów wytwarzania energii. Zajmują się nią elektrociepłownie, które z tej samej ilości paliwa potrafią wyprodukować znacznie więcej energii niż zwykłe elektrownie. Stawiając na upowszechnienie kogeneracji, polski rząd może efektywnie realizować trzy główne cele polityki energetycznej: bezpieczeństwo energetyczne, konkurencyjność oraz ochronę środowiska i klimatu.

W odróżnieniu od elektrowni, elektrociepłownie pracują z pełną mocą tylko przez kilka miesięcy w roku, głównie zimą. Są kosztowniejsze w eksploatacji, gdyż posiadają nie tylko układy do produkcji ciepła, ale i prądu. Zatrudniają też więcej personelu. Mają jednak szereg zalet, które sprawiają, że kogeneracja jest świadomie wspierana przez wiele państw. Mechanizmy pomocowe działają m.in. w Danii, Finlandii, Czechach, Holandii oraz Niemczech.

Dlaczego warto wspierać elektrociepłownie

» **Lepsza jakość powietrza.** Rozwój kogeneracji oznacza więcej ciepła sieciowego, co z kolei zmniejsza zapotrzebowanie na przestarzałe piece węglowe w gospodarstwach domowych oraz ogranicza zjawisko palenia odpadami. To właśnie indywidualne paleniska w głównej mierze pogarszają stan powietrza w polskich miastach. Według Europejskiej Agencji Ochrony Środowiska ze względu na zły stan powietrza w Polsce odnotowuje się 47 tys. przedwczesnych zgonów rocznie¹. To ponad dziesięciokrotnie więcej niż liczba śmiertelnych ofiar wypadków samochodowych w ciągu roku.

» **Wzrost bezpieczeństwa energetycznego państwa.** W Polsce istnieje potencjał do zainstalowania 7,5-10 GWe dodatkowych mocy w kogeneracji, zarówno poprzez budowę nowych źródeł, jak też modernizację istniejących jednostek. Dzięki temu można by pozyskać ok. 33,5 TWh energii elektrycznej, czyli tyle ile wynosi obecnie jedna piąta produkcji krajowych elektrowni. Udział kogeneracji w produkcji energii elektrycznej wzrósłby wówczas z 14 do ok. 25 proc.

» **Zgodność z unijną polityką klimatyczną.** Kogeneracja ogranicza zużycie paliw i zmniejsza emisję dwutlenku węgla. Tylko w latach 2007-2014 dzięki kogeneracji Polsce udało się zaoszczędzić 769 mln

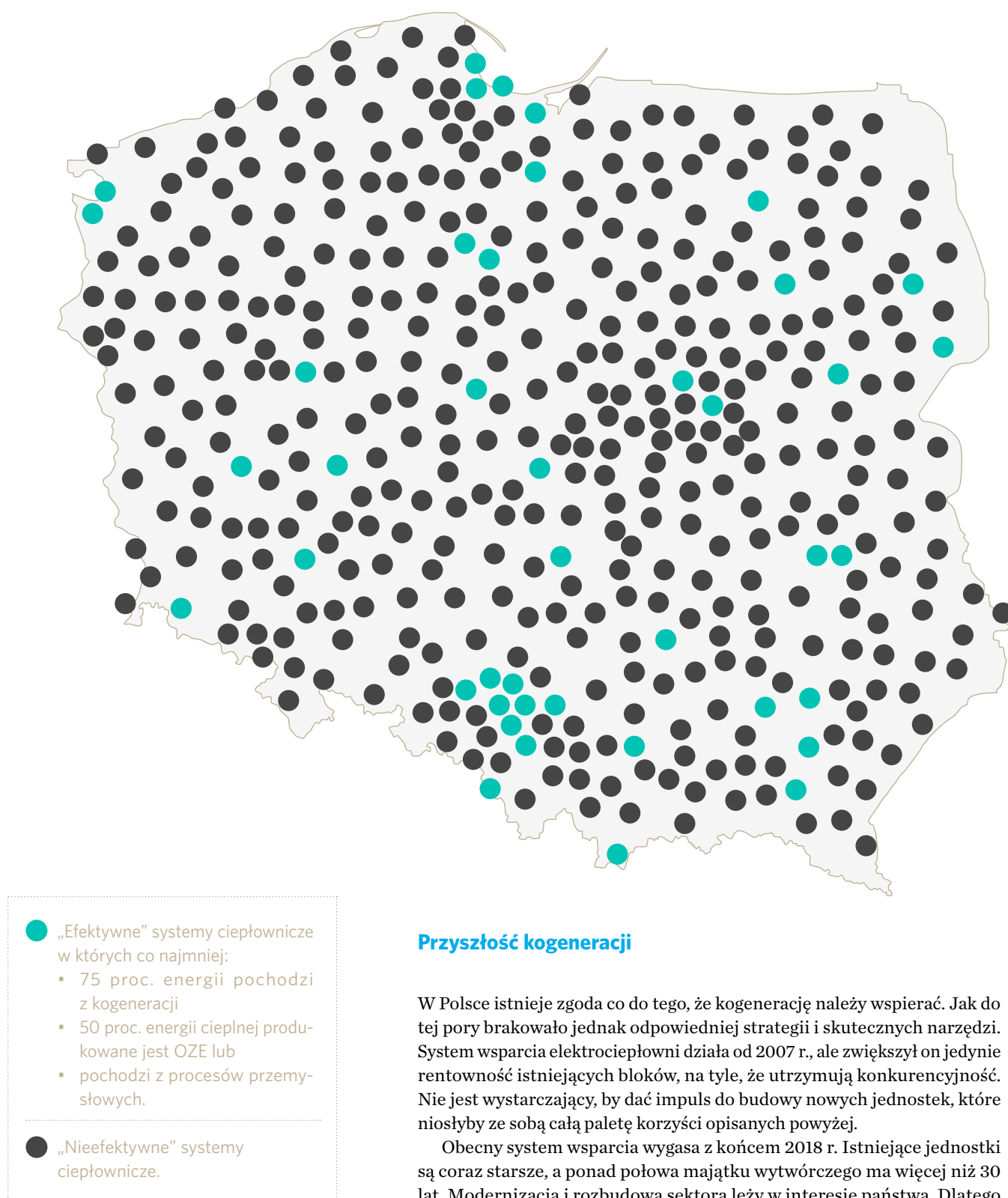
GJ energii pierwotnej². To równowartość ok. 34 mln ton węgla kamiennego, czyli połowy rocznego zużycia tego surowca w kraju i emisji 62 mln ton CO₂. Wzrost udziału kogeneracji w produkcji energii elektrycznej do 25 proc. oznaczałoby obniżenie emisji CO₂ o 15-26 mln ton rocznie³. Z tego powodu kogeneracja jest traktowana przez UE jako jeden ze sposobów realizacji celów klimatycznych, czyli ograniczenia emisji CO₂ i wzrostu efektywności energetycznej.

» **Stabilizowanie OZE.** Kogeneracja może być dobrym uzupełnieniem odnawialnych źródeł energii. Produkcja energii z wiatru i słońca jest niestabilna i uzależniona od warunków pogodowych. System energetyczny potrzebuje jednostek, które mogą elastycznie reagować na zmiany ilości energii w systemie. Najlepiej do tego nadają się jednostki gazowe, które można szybko uruchomić. W przyszłości rozwój technologii wodnych zasobników ciepła umożliwi przejmowanie funkcji stabilizacji systemu przez elektrociepłownie.

¹ Air quality in Europe 2015 report, European Environmental Agency, 2015.

² Obwieszczenie Ministra Energii z dnia 5 kwietnia 2016 r. w sprawie raportu oceniającego postęp osiągnięty w zwiększaniu udziału energii elektrycznej wytwarzanej w wysoko-sprawnej kogeneracji w całkowitej krajowej produkcji energii elektrycznej.

³ Szacunki Instytutu Badań Stosowanych Politechniki Warszawskiej, Rzeczpospolita, 26 lipca 2016 r.



Przyszłość kogeneracji

W Polsce istnieje zgoda co do tego, że kogenerację należy wspierać. Jak do tej pory brakowało jednak odpowiedniej strategii i skutecznych narzędzi. System wsparcia elektrociepłowni działa od 2007 r., ale zwiększył on jedynie rentowność istniejących bloków, na tyle, że utrzymują konkurencyjność. Nie jest wystarczający, by dać impuls do budowy nowych jednostek, które niosłyby ze sobą całą paletę korzyści opisanych powyżej.

Obecny system wsparcia wygasa z końcem 2018 r. Istniejące jednostki są coraz starsze, a ponad połowa majątku wytwórczego ma więcej niż 30 lat. Modernizacja i rozbudowa sektora leży w interesie państwa. Dlatego niezbędne jest opracowanie nowego, długoterminowego systemu wsparcia, który będzie kompatybilny z nowym modelem rynku, nad którym trwają prace w Brukseli. Powinien on być także spójny z planowanymi mechanizmami mocowymi albo być wręcz ich integralną częścią. Prace nad takim systemem powinny rozpocząć się możliwie szybko.

Rekomendacje

- » **Państwo powinno wspierać kogenerację.** Produkcja ciepła i prądu w skojarzeniu jest efektywniejsza i dobrze wpisuje się w cele unijnej polityki klimatycznej. Elektrociepłownie pomagają też stabilizować system energetyczny, a ich budowa jest tańsza niż oddzielne stawianie jednostek produkujących ciepło i prąd. Jednak sezonowość technologii powoduje, że jej zalety mogą być wykorzystane jedynie przy umiejętnym wsparciu ze strony państwa. Rząd powinien jak najszybciej przygotować dedykowane rozwiązania wspierające rozwój kogeneracji.
- » **Nowy system wsparcia powinien być długoterminowy.** Obecnie działający system wsparcia, oparty na certyfikatach, pokrywa jedynie koszty operacyjne firm, nie tworząc przy tym impulsu do budowy nowych jednostek. Dla podjęcia decyzji o inwestycji w nowe źródła, konieczne jest zapewnienie wsparcia na okres co najmniej 15 lat. Krótsza perspektywa nie zachęci inwestorów do rozpoczęcia nowych projektów.
- » **System musi być efektywny kosztowo.** Dziś koszty wspierania kogeneracji ponoszą odbiorcy końcowi w rachunkach za energię elektryczną. W 2015 r. dotacje dla elektrociepłowni podniosły opłaty za prąd o średnio 1,6 proc. Nowy system powinien mieć jak najmniejszy wpływ na rachunki za energię i promować konkurencję. Rozwiązaniem mogłoby być wprowadzenie aukcji kogeneracyjnych, w ramach których wsparcie trafiłoby do najbardziej konkurencyjnych podmiotów. Kogeneracja mogłaby też zostać integralnym elementem rynku mocy.
- » **Większa pomoc dla nowych i elastycznych jednostek.** Poziom wsparcia dla nowych elektrociepłowni powinien być wyższy, niż dla działających instalacji. Wyższe dotacje powinny otrzymać nowe elektrociepłownie zasilające systemy ciepłownicze, opalane gazem czy jednostki wielopaliwowe. Promowane powinny być magazyny ciepła. Tak sprofilowane wsparcie przyspieszyłoby budowę nowoczesnych elektrociepłowni i obniżyło emisję szkodliwych substancji.
- » **Zachęty dla modernizacji.** Wsparcie powinno być dedykowane przedsiębiorstwom modernizującym swoje elektrociepłownie, a także przebudowującym stare ciepłownie i elektrownie na źródła kogeneracyjne. Wówczas poziom dotacji powinien zależeć od kosztów inwestycyjnych poniesionych przez przedsiębiorstwo na modernizację danej jednostki. Takie inwestycje to najefektywniejszy kosztowo sposób na zwiększenie mocy w polskim systemie energetycznym.

Jak wygląda polski rynek ciepła

Polska jest jednym z największych producentów ciepła w Europie. Krajowe ciepłownie i elektrociepłownie dysponują mocą cieplną 56 GW. Dla porównania niemiecki sektor ciepłowniczy ma niespełna 50 GW mocy.

Ciepło jest dostarczane do odbiorców w postaci gorącej wody lub pary. Ze względu na właściwości fizyczne jest ono podatne na zmianę temperatury, przez co może być transportowane tylko na stosunkowo małe odległości (do 40-50 km). Dlatego ciepłownie i elektrociepłownie działają zazwyczaj w obrębie miast. W Polsce jest 317 takich wysp ciepłowniczych⁴.

Polska jest jednym z liderów w sprzedaży ciepła z sieci. W taki sposób pozyskuje je 53 proc. Polaków; reszta zaopatruje się w małych, lokalnych kotłowniach lub wytwarza je we własnych źródłach. W UE więcej

ciepła sieciowego kupują tylko obywatele Estonii, Łotwy i Danii⁵. Polska ma też jedną z najdłuższych sieci ciepłowniczych w UE. Mimo to, popyt na ciepło spada. Od 2002 r. do 2015 r. jego sprzedaż obniżyła się o 26,3 proc., co było m.in. efektem transformacji gospodarczej, termomodernizacji budynków i wzrostu efektywności energetycznej firm⁶.

Produkcją ciepła zajmują się głównie samorządy

Na polskim rynku działają 443 przedsiębiorstwa ciepłownicze, z których ponad 60 proc. jest własnością publiczną, głównie samorządów. Reszta należy do sektora prywatnego⁷. Dominują małe jednostki wytwórcze – 57 proc. firm

⁵ Euroheat & Power.

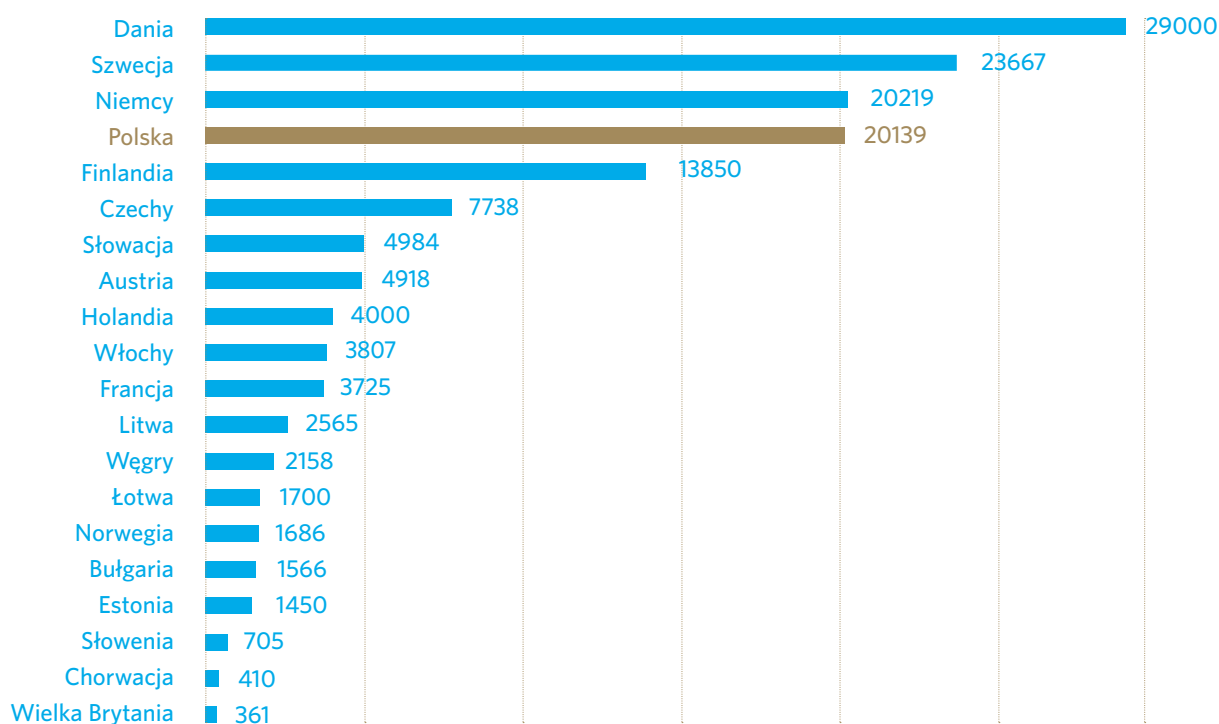
⁶ Energetyka ciepła w liczbach, Urząd Regulacji Energetyki, 2016 r.

⁷ Energetyka ciepła w liczbach.

⁴ Euroheat & Power, dane za 2013 r.

DŁUGOŚĆ SIECI CIEPŁOWNICZYCH W EUROPIE (W KM)

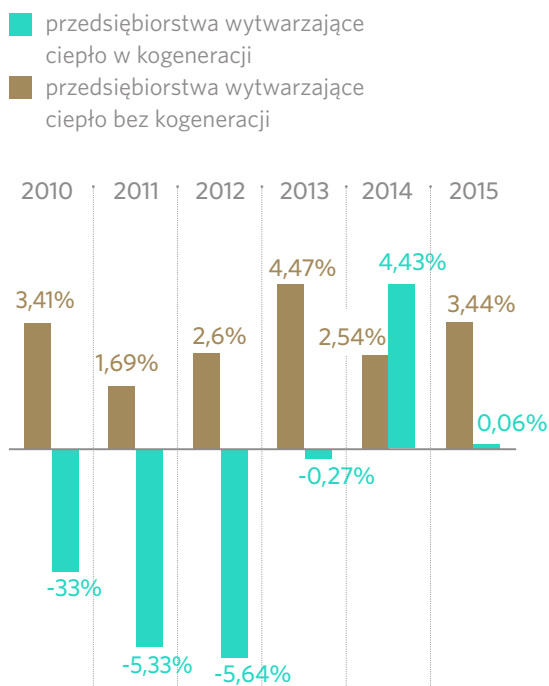
Źródło: Euroheat & Power



W 2015 r. rentowność sektora elektrociepłowni wyniosła tylko 0,06 proc.

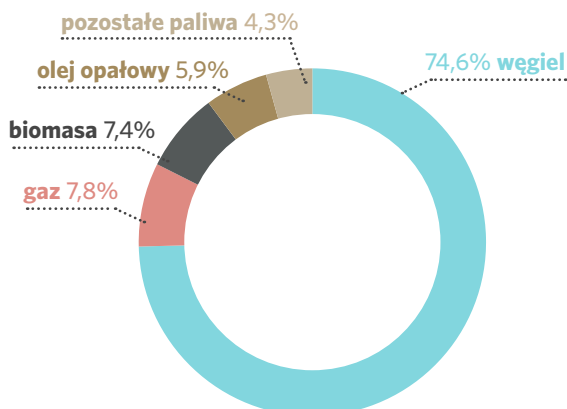
RENTOWNOŚĆ PRZEDSIĘBIORSTW CIEPŁOWNICZYCH

Źródło: URE



STRUKTURA PALIW ZUŻYWANYCH W CIEPŁOWNICTWIE W 2015 R.

Źródło: URE



dysonuje instalacjami o mocy cieplnej do 50 MW. W skali całego kraju tylko 11 przedsiębiorstw posiada ciepłownię i elektrociepłownię o mocy większej niż 1 tys. MW. Do największych graczy na rynku wytwarzania ciepła należą EDF Polska, PGNiG Termika, PGE, Tauron, Fortum i ČEZ.

Ciepło powstaje głównie z węgla

W 2015 r. węgiel odpowiadał za 74,6 proc. produkcji ciepła w Polsce, podczas gdy w 2010 r. było to o 1,4 pkt proc. więcej. Rośnie udział gazu, z którego obecnie powstaje 7,8 proc. ciepła, wobec 5 proc. w 2010 r. Coraz popularniejsza staje się też biomasa (7,4 proc.), co ma związek ze wzrostem produkcji energii ze współspalania, dotowanego w ramach systemu wsparcia OZE. Większa dywersyfikacja paliw występuje w kogeneracji. Elektrociepłownie spalają mniej węgla niż cały sektor ciepłowniczy (70 proc.), tyle samo gazu (7,7 proc.) i więcej biomasy (9,1 proc.) oraz oleju opałowego (7,9 proc.)⁸.

Elektrociepłownie mają problem z rentownością

Popyt na ciepło zależy głównie od tempa rozwoju gospodarczego. Niebagatelne znaczenie dla sektora ma pogoda - cieplejsze zimy ograniczają zyski ciepłownictwa. Sektor ciepłownictwa jest rentowny - w 2015 r. jego przychody wyniosły 17,52 mld zł, czyli o 3,9 proc. więcej niż rok wcześniej. Jednocześnie mocno wzrosły koszty (o 6,9 proc. - do 17,26 mld zł), czego przyczyną były m.in. odpisy aktualizujące wartość majątku. Sytuacja wygląda inaczej w kogeneracji. Urząd Regulacji Energetyki (URE) nie publikuje szczegółowych wyników finansowych elektrociepłowni, ale podaje ich rentowność sprzedaży. Wskaźnik ten pokazuje, jaka część zysku netto pozostaje w danym przedsiębiorstwie. W zeszłym roku rentowność sektora elektrociepłowni była dodatnia, ale wyniosła tylko 0,06 proc. wobec 3,44 proc. dla przedsiębiorstw ciepłowniczych bez kogeneracji.

Kogeneracja wytwarza też prąd i może sprzedawać go na wolnym rynku. Daje to techniczną przewagę elektrociepłowniom, ale tylko pozornie. Są one bowiem kosztowniejsze w eksploatacji - mają znacznie bardziej rozbudowane układy do jednoczesnej produkcji prądu i ciepła. Jednocześnie wyższe koszty nie są rekompensowane sprzedanym prądem, ze względu na jego niskie ceny na rynku hurtowym. Aby promować inwestycje

⁸ Energetyka ciepła w liczbach.

w kogenerację, przy utrzymaniu cen ciepła na niezmiennym poziomie, wprowadzono system wsparcia.

Trzy kolory certyfikatów dla kogeneracji

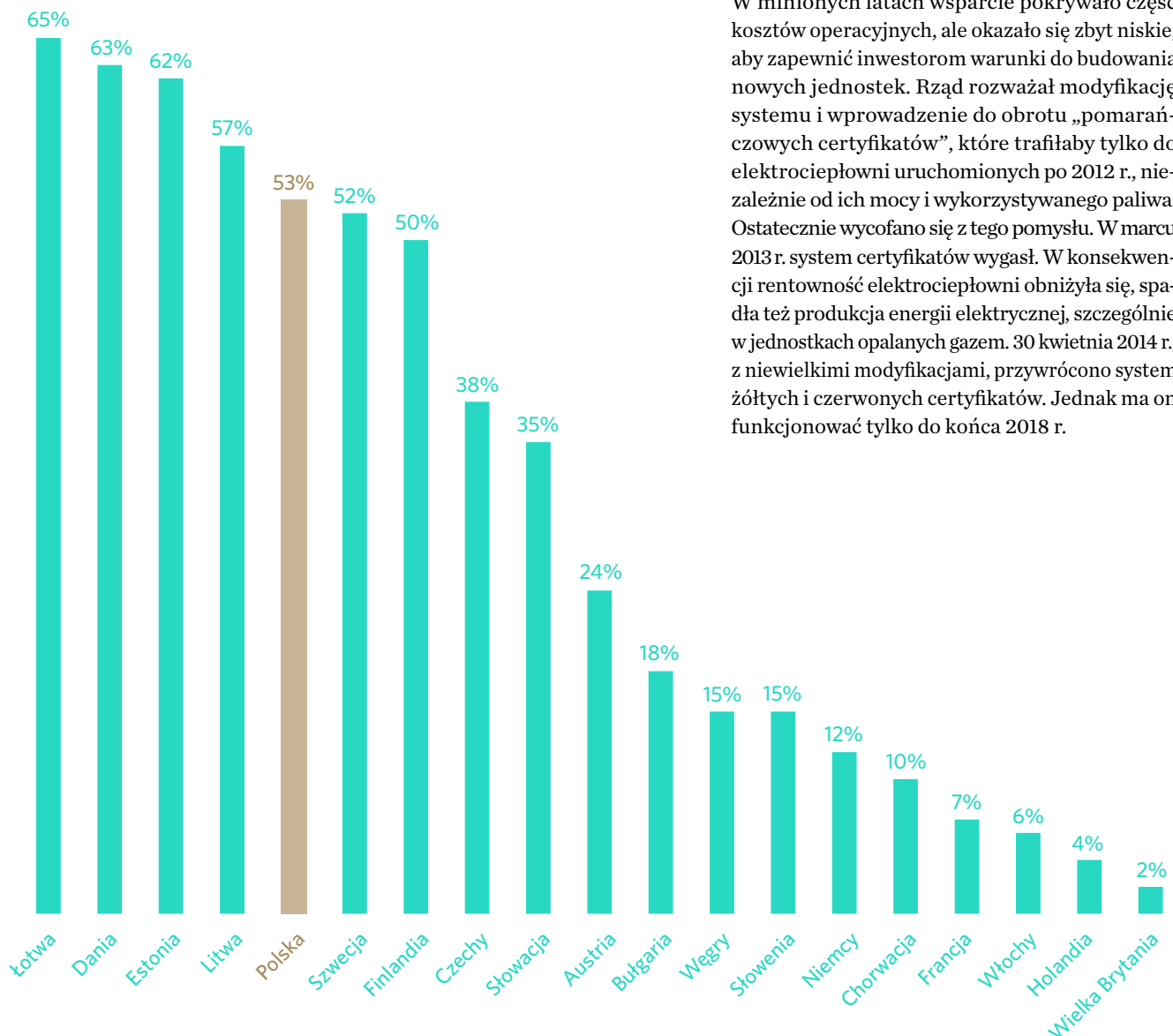
Pierwszy polski mechanizm promowania produkcji w kogeneracji uruchomiono 1 lipca 2007 r. i oparto na tzw. świadectwach pochodzenia energii, popularnie zwanych certyfikatami. W jego ramach wytwórcy otrzymują żółte certyfikaty za produkcję prądu i ciepła w jednostkach opalanych gazem, czerwone – w jednostkach na węgiel oraz fioletowe w tych, które wykorzystują metan pozyskiwany w kopalniach lub biogaz. Cena certyfikatów jest ustalana przez rynek. Przedsiębiorstwa energetyczne mają obowiązek skupowania określonej ilości certyfikatów, których koszt jest doliczany odbiorcom do rachunków za prąd.

System certyfikatów nie przyczynił się do budowy nowych jednostek

W minionych latach wsparcie pokrywało część kosztów operacyjnych, ale okazało się zbyt niskie, aby zapewnić inwestorom warunki do budowania nowych jednostek. Rząd rozważał modyfikację systemu i wprowadzenie do obrotu „pomarańczowych certyfikatów”, które trafiłaby tylko do elektrociepłowni uruchomionych po 2012 r., niezależnie od ich mocy i wykorzystywanego paliwa. Ostatecznie wycofano się z tego pomysłu. W marcu 2013 r. system certyfikatów wygasł. W konsekwencji rentowność elektrociepłowni obniżyła się, spadła też produkcja energii elektrycznej, szczególnie w jednostkach opalanych gazem. 30 kwietnia 2014 r., z niewielkimi modyfikacjami, przywrócono system żółtych i czerwonych certyfikatów. Jednak ma on funkcjonować tylko do końca 2018 r.

ODSETEK OBYWATELI OBSŁUGIWANYCH PRZEZ SYSTEMOWE PRZEDSIĘBIORSTWA CIEPŁOWNICZE W WYBRANYCH KRAJACH W 2013 R.

Źródło: Euroheat & Power

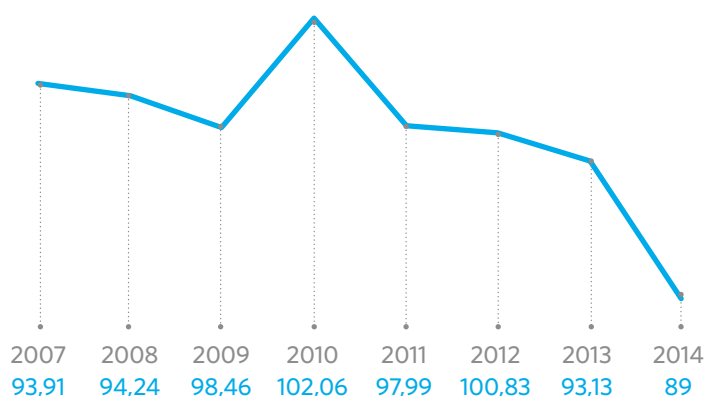


Czym jest kogeneracja i jakie ma zalety

Elektrociepłownie działają prawie tak samo jak tradycyjne elektrownie. Jediną różnicą jest sposób wykorzystania ciepła, które zawsze powstaje przy produkcji prądu.

SZACOWANA OSZCZĘDNOŚĆ ENERGII PIERWOTNEJ W KOGENERACJI (W PJ)

Źródło: Ministerstwo Energii



Wyższa sprawność

W zwykłej elektrowni ok. 60-65 proc. wytworzonego ciepła jest usuwane do środowiska w postaci gorącej wody odprowadzanej do rzek lub pary wodnej. Natomiast w elektrociepłowniach jest ono wprowadzane do sieci. Dzięki temu jednostki produkujące energię elektryczną i ciepłą w kogeneracji mają wyższą sprawność wykorzystania energii zawartej w paliwie od tradycyjnych źródeł wytwarzania.

Sprawnością w energetyce określa się zdolność przetworzenia pierwotnej energii zawartej w paliwie w użyteczną energię ciepłą lub elektryczną. W nowoczesnych źródłach kogeneracyjnych sprawność osiąga poziom nawet 90 proc. Oznacza to, że ze 100 jednostek energii pierwotnej (np. węgla) elektrociepłownia potrafi wytworzyć 90 jednostek energii elektrycznej i ciepłej. W nowoczesnych elektrowniach gazowych sprawność sięga maksymalnie 60 proc., a w węglowych – ok. 45 proc. Dziś średnia sprawność polskich elektrowni to ok. 36 proc.

Wysoka sprawność kogeneracji przekłada się na oszczędność paliwa. Tylko w latach 2007-2014 Polska dzięki elektrociepłowniom ograniczyła zużycie węgla o 34 mln ton i nie wyemitowała 62 mln ton dwutlenku węgla⁹.

Poparcie ze strony UE

Mniejsze zużycie paliwa, lepsza efektywność i niższa emisja sprawiają, że Bruksela kogenerację traktuje jako jeden ze sposobów na osiągnięcie celów klimatycznych i zmniejszenie zależności od importu paliw kopalnych. Zgodnie z postanowieniami Rady Europejskiej z października 2014 r. unijna energetyka i przemysł muszą do 2030 r. ograniczyć emisję CO₂ o 43 proc. w stosunku do poziomu z 2005 r.

Wsparcie UE dla elektrociepłowni zapoczątkowała Dyrektywa Kogeneracyjna¹⁰ z 2004 r. Bruksela wprowadziła wówczas model obliczania parametrów kwalifikujących kogenerację do wsparcia – jednostki nią objęte muszą wykazać co najmniej 10 proc. oszczędność paliwa względem ciepłowni i elektrowni. W 2012 r. weszła w życie dyrektywa o efektywności energetycznej EED¹¹, która zastąpiła dyrektywę z 2004 r. i uznała kogenerację jako jedną z technologii wspierających efektywność energetyczną, obok m.in. inteligentnych liczników i termomodernizacji budynków.

Stabilizacja systemu elektroenergetycznego

Elektrociepłownie stanowią ważne źródło dostaw prądu dla miast. Lokowanie ich w pobliżu skupisk ludności i zakładów przemysłowych ogranicza straty przesyłowe. Elektrociepłownie pracujące w kogeneracji mają duży udział w produkcji energii elektrycznej – według danych URE odpowiadają one za ok. 14 proc. wyprodukowanego w Polsce prądu. Jednak od 2010 r. ten udział powoli spada.

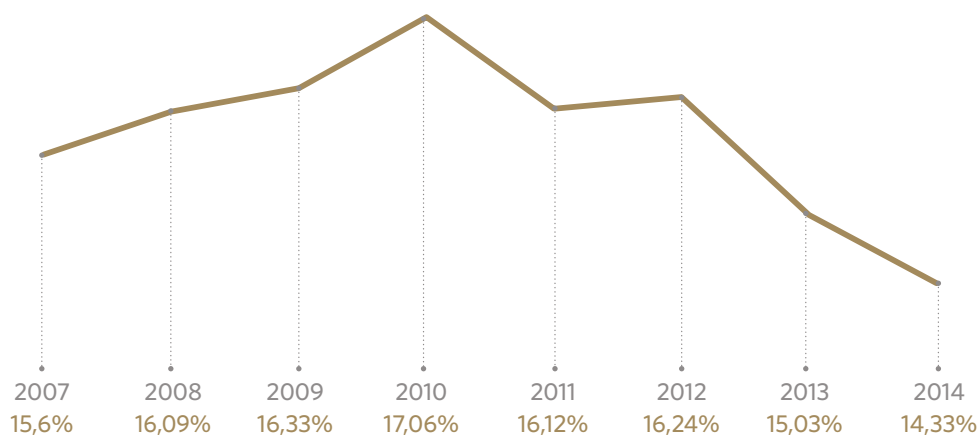
⁹ Obwieszczenie Ministra Energii..., 2016 r.

¹⁰ Dyrektywa 2004/8/WE.

¹¹ Dyrektywa o efektywności energetycznej, 2012/27/UE.

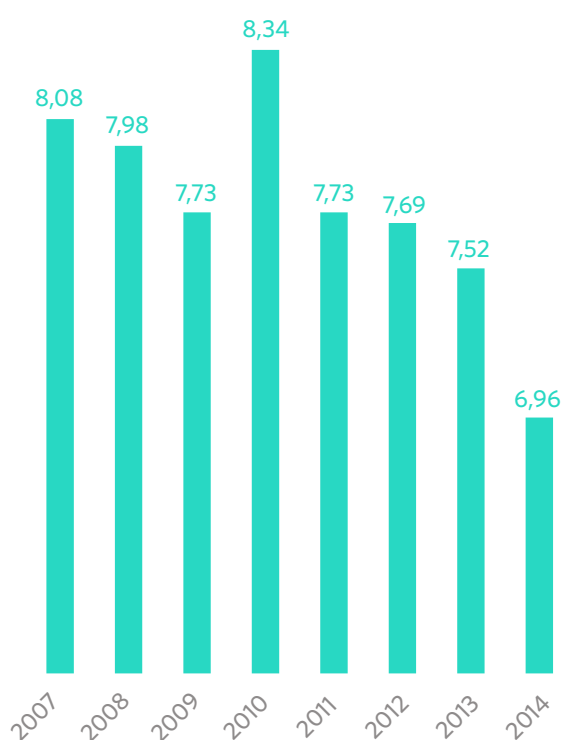
UDZIAŁ ENERGII ELEKTRYCZNEJ Z WYSOKOSPRAWNEJ KOGENERACJI W PRODUKCJI KRAJOWEJ (W PROC.)

Źródło: Ministerstwo Energii



REDUKCJA EMISJI PRZEZ ELEKTROCIĘPŁOWNIE WYNIKAJĄCA Z OSZCZĘDNOŚCI PALIWA (W MLN TON CO₂)

Źródło: Ministerstwo Energii



Według Światowej Organizacji Zdrowia 33 z 50 miast UE z najbardziej zanieczyszczonym powietrzem leży w Polsce.

Ograniczenie niskiej emisji

Rozwój kogeneracji i rozbudowa miejskich sieci ciepłowniczych zwiększa szanse na eliminację przestarzałych pieców spalających niskiej jakości węgiel i odpady. Według danych z 2012 r. na 13,6 mln gospodarstw domowych zainstalowanych było ok. 7,5 mln pieców węglowych¹², w których spalane jest paliwo bardzo niskiej jakości, nawet plastikowe śmieci. To te źródła w głównej mierze pogarszają stan powietrza w polskich miastach. Według Światowej Organizacji Zdrowia (WHO) 33 z 50 najbardziej zanieczyszczonych miast UE leży w Polsce.

Największym problemem jest wysokie stężenie pyłów zawieszonych (PM10 i PM2,5) i benzo(a)pirenu. Związki te powodują choroby płuc, układu krążenia i nowotwory. Według wyliczeń Europejskiej Agencji Ochrony Środowiska, w Polsce ze względu na zły stan powietrza odnotowuje się 47 tys. przedwczesnych zgonów rocznie. Tym samym, rok w rok znika miasto wielkości Sanoka czy Sopotu. 97 proc. mieszkańców Polski oddycha powietrzem niespełniającym standardów WHO¹³.

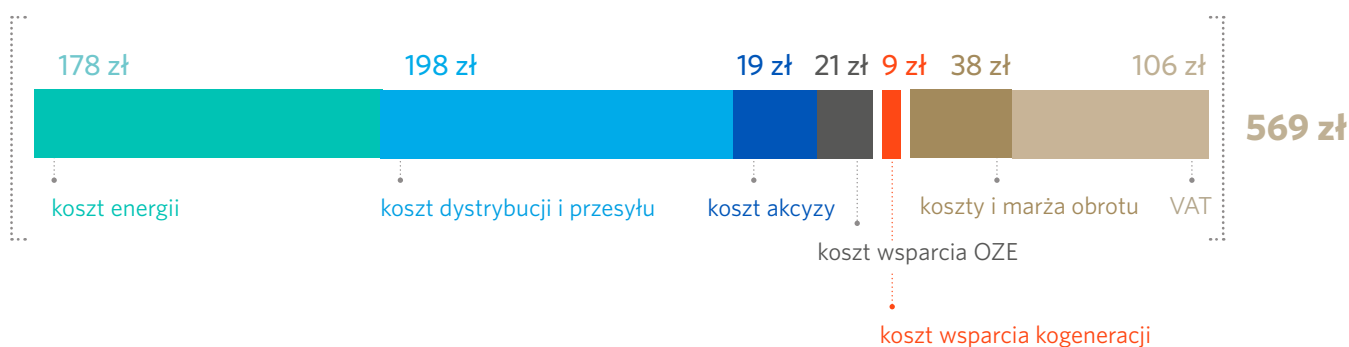
¹² Uzasadnienie do projektu ustawy o zmianie ustawy – Prawo ochrony środowiska z dniem 20 lutego 2015 r.

¹³ W listopadzie 2015 r. weszła w życie tzw. ustawa antysmogowa, która pozwala lokalnym samorządom m.in. na określanie rodzajów i jakości paliw spalanych na jej terenie. Dzięki temu instalacja kotłów węglowych zostanie ograniczona na rzecz instalacji gazowych i paliwa odnawialnego.

Jakie wady ma kogeneracja

SKŁADNIKI KOSZTU 1 MWh ENERGII ELEKTRYCZNEJ DLA ODBIORCY KOŃCOWEGO W 2015 R.

Źródło: Polska Rada Koordynacyjna OZE



Ceny prądu na rynku hurtowym są obecnie zbyt niskie by elektrociepłownie mogły utrzymać rentowność bez wsparcia.

Wytwórcy nie mogą zrekompensować sobie sprzedaży energii elektrycznej przychodami ze sprzedaży ciepła, ponieważ jego ceny zatwierdza regulator. Wzrost cen ciepła nie jest też optymalnym rozwiązaniem. Podwyżki mogłyby doprowadzić do odłączania się odbiorców od sieci ciepłowniczej i przechodzenia na wysokoemisyjne domowe piece węglowe. Aby temu zapobiec kogeneracja potrzebuje wsparcia.

W 2015 r. przeciętne gospodarstwo domowe w Polsce dopłaciło do źródeł kogeneracyjnych ok. 18 zł. Dla porównania wsparcie dla odnawialnych źródeł energii kosztowało przeciętną rodzinę 42 zł.

Krótką pracą w ciągu roku

Elektrociepłownie pracują z pełną mocą tylko w okresie grzewczym, czyli przez ok. 4,5 tys. godzin na 8,7 tys. możliwych. Tradycyjne siłownie radzą sobie lepiej – pracują po 5-6 tys. godzin – ale i one mają coraz większy problem z utrzymaniem się na rynku, ze względu na rosnącą generację OZE¹⁴.

Ograniczony zasięg i straty sieciowe

W przeciwieństwie do energii elektrycznej i gazu, ciepła nie da się przesyłać na duże odległości, dlatego jest ono produkowane i dostarczane w obrębie jednej aglomeracji. Na lokalnych rynkach funkcjonuje zazwyczaj kilka dużych źródeł ciepłych i jeden operator sieci. Tworzenie dodatkowej infrastruktury przesyłowej byłoby nieopłacalne. Problemem są też straty sieci ciepłowniczych. Według danych URE poziom strat w przesyłach ciepła wzrósł z 12,4 proc. w 2002 r. do 14,7 proc. w 2015 r. Aby zahamować ten trend potrzebne są duże inwestycje w modernizację infrastruktury przesyłowej.

¹⁴ W lepszej sytuacji są elektrociepłownie pracujące na potrzeby przemysłu – według wyliczeń PwC całkowite koszty produkcji energii elektrycznej i ciepła są w nich niższe odpowiednio o 33 i 22 proc.

Co może przyspieszyć rozwój kogeneracji

Rozwój kogeneracji będzie zależał od politycznych decyzji w sprawie liberalizacji rynku gazu i tempa dywersyfikacji mixu paliwowego. W dłuższej perspektywie istotny będzie rozwój technologii produkcji chłodu sieciowego oraz magazynów energii.

Rozwój konkurencyjnego rynku gazu

Polska, dzięki budowie terminalu LNG i gazowych połączeń z sąsiadami, staje się coraz bardziej niezależna od rosyjskiego surowca. Mimo to jego cena w kraju jest wciąż determinowana przez kontrakt między PGNiG a Gazpromem¹⁵. Polska zamierza stopniowo zmniejszać import gazu ze Wschodu na rzecz innych źródeł. Według rządowych założeń do 2025 r. kraj ma mieć możliwość pozyskania 17-20 mld m³ gazu z północnego-zachodu (obecnie 5 mld). Otwarcie się na inne kierunki przyciągnie do Polski nowych dostawców gazu i da impuls do przyspieszenia liberalizacji krajowego rynku. Wzrost dostępności surowca zwiększy atrakcyjność inwestycji w elektrociepłownie spalające to paliwo.

Ograniczenie ryzyka blackoutu

Państwowe firmy energetyczne koncentrują się na budowie wielkich elektrowni (Opole, Kozienice, Jaworzno). Tymczasem system energetyczny potrzebuje też małych i rozproszonych źródeł, które zabezpieczyłyby pracę dużych siłowni, gdyby uległy one awarii. Do tego zadania dobrze nadają się elektrociepłownie. Do 2035 r. Polska, aby uniknąć blackoutu, powinna zbudować nowe jednostki o łącznej mocy 17, 4-24 GW¹⁶. Według opracowania Politechniki Warszawskiej część tej luki (7,5-10 GW) mogą wypełnić elektrociepłownie. Przełożyłoby się to na wzrost stabilności systemu elektroenergetycznego i zmniejszenie rocznej emisji CO₂ o 15–26 mln ton.

¹⁵ Kontrakt jamalski odpowiada za dwie trzecie rocznego popytu Polski na gaz.

¹⁶ Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016 – 2035, Polskie Sieci Elektroenergetyczne, 2016 r.

Konieczność dywersyfikacji mixu paliwowego

Rozwój kogeneracji tworzy też szansę na stopniową dywersyfikację krajowego mixu energetycznego. Nowoczesne elektrociepłownie mogą wykorzystywać niemal wszystkie dostępne surowce, w tym gaz, biomasę, biogaz, ale też odpady. Dzięki zastosowaniu wielopaliwowych kotłów, firmy mogą korzystać z surowca, który w danym czasie jest najtańszy i dostępny. Zmniejsza to ryzyko biznesowe inwestycji i pozwala w sposób efektywny kosztowo wykorzystywać dostępne surowce.

Klastry energetyczne

Klastry¹⁷ mają zapewnić samowystarczalność energetyczną lokalnym społecznościom. Będą mogły do nich przystępować nie tylko źródła OZE, ale też jednostki wykorzystujące paliwa konwencjonalne. Otworzy to możliwość budowy elektrowni hybrydowych (wykorzystujących różne rodzaje instalacji do produkcji energii). Interesującym rozwiązaniem jest rozwój małych lokalnych źródeł kogeneracyjnych. Dzięki takim jednostkom ciepło i energia elektryczna produkowane są blisko miejsca dostarczenia, co minimalizuje straty przesyłowe. Małe elektrociepłownie mają najlepsze perspektywy rozwoju w miastach od 20 do 100 tys. mieszkańców, w których są sieci ciepłownicze, ale nie ma elektrociepłowni.

Magazyny energii

W przyszłości znaczenie kogeneracji dla bezpieczeństwa energetycznego kraju będzie wzrastać, m.in. dzięki upowszechnianiu się magazynów ciepła. Jednym z dostępnych rozwiązań są wodne zasobniki ciepła, które mogą być wykorzystane do optymalizacji produkcji energii elektrycznej. Obecnie na dużą skalę stosują je m.in. Dania, Szwecja i Niemcy. W Polsce działa pięć tego rodzaju

¹⁷ Klastry energetyczne do polskiego prawa wprowadziła nowelizacja ustawy o odnawialnych źródłach energii z czerwca 2016 r. Szczegóły ich funkcjonowania ma określić oddzielna nowela ustawy o OZE. Rząd chce ją uchwalić jeszcze w 2016 r.

instalacji. Mogą one elastycznie reagować na potrzeby rynku i operatora sieci. W przyszłości rozwój tej technologii pozwoli elektrociepłowniom na bardziej wyrównaną produkcję energii w ciągu doby lub tygodnia. Na korzyść zasobników ciepła może działać nowy model rynku energii, nad którym pracuje Komisja Europejska. Ma on bowiem promować mechanizmy uelastyczniania istniejących mocy wytwórczych.

Produkcja chłodu

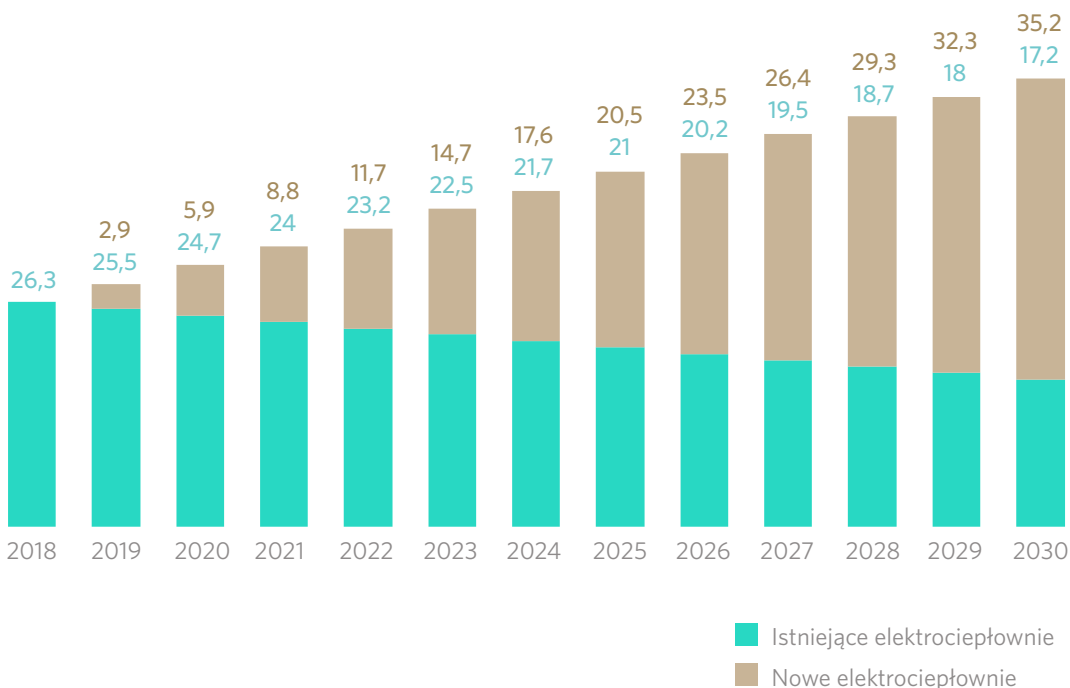
Szansą na zwiększenie popytu na usługi ciepłownicze jest dostarczanie chłodu. Może on być produkowany w procesie przetwarzania gorącej wody sieciowej na wodę lodową oraz trigeneracji, czyli równoczesnej produkcji prądu, ciepła i chłodu. Rozwój tej technologii zmniejszyłby zapotrzebowanie na wykorzystanie klimatyzatorów, które latem coraz mocniej obciążają sieć energetyczną i zwiększyłby rentowność elektrociepłowni¹⁸. Przeszkodą są wysokie koszty technologii i niskie ceny prądu, które sprawiają, że obecnie wykorzystanie elektrycznych klimatyzatorów jest bardziej opłacalne.

Zasobniki ciepła
zyskają na znaczeniu po
wprowadzeniu nowego
modelu rynku energii w UE.

¹⁸ Według danych z 2013 r. krajowe instalacje do produkcji chłodu miały moc 43 MW, wobec 7 MW w 2009 r. Rośnie też sprzedaż chłodu – w 2013 r. wyniosła ona 251 TJ, czyli ponad pięć razy więcej niż 2009 r. Według rządowych prognoz do 2025 r. popyt na chłód wzrośnie o 300 proc., ale skala jego wykorzystania pozostanie na poziomie 0,2 proc. w produkcji ciepła w 2025 r.

PROGNOZA WOLUMENU PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ Z KOGENERACJI (W TWh)

Źródło: EY



Jakie wyzwania stoją przed elektrociepłowniami

Podstawowym problemem krajowych elektrociepłowni jest wygasający z końcem 2018 r. system wsparcia. Krótka perspektywa zniechęca inwestorów do angażowania się w nowe inwestycje. To nie jest jednak jedyny problem branży.

Ostrzejsze normy środowiskowe

Wytwórcy ciepła muszą modernizować swoje instalacje, aby dostosować się do norm wynikających z dyrektywy IED, dotyczącej emisji przemysłowych¹⁹. Prawo to znacznie obniża dopuszczalny poziom emisji związków siarki, azotu i pyłów we wszystkich jednostkach o mocy powyżej 50 MW. Polsce udało się uzyskać derogacje, które łagodzą konsekwencje dyrektywy. Mimo to do 2023 r. zniknie ok. 100 bloków w elektrociepłowniach pracujących na potrzeby przemysłu – m.in. w zakładach International Paper w Kwidzynie, Mondi w Świeciu czy Synthosu w Dworach. Do tego zamknięte zostaną wysłużone jednostki pracujące na potrzeby miast, m.in. stare bloki na warszawskim Żeraniu. Poza IED branża musi zmierzyć się z dyrektywą

MCP (*Medium Combustion Plant*)²⁰, która wprowadza limity emisji dla mniejszych instalacji (o mocy od 1 do 50 MW)²¹, a także dyrektywą NEC (*National Emission Ceilings*)²², która ustanawia nowe zobowiązania w zakresie redukcji krajowych emisji sześciu głównych zanieczyszczeń: dwutlenku siarki, tlenków azotu, lotnych związków organicznych, amoniaku, cząstek stałych (sadzy) i metanu oraz potencjalnie rtęci. W ramach tych przepisów należy spodziewać się dodatkowych obowiązków dla elektrociepłowni w zakresie redukcji emisji.

Koszt zakupu uprawnień do emisji CO₂

Kolejnym wyzwaniem jest koszt uprawnień do emisji dwutlenku węgla. Zgodnie z unijną dyrektywą o handlu emisjami (EU ETS) wszystkie źródła ciepła o mocy powyżej 20 MW muszą pokryć każdą

¹⁹ Industrial Emissions Directive, 2010/75/EU.

²⁰ 2015/2193.

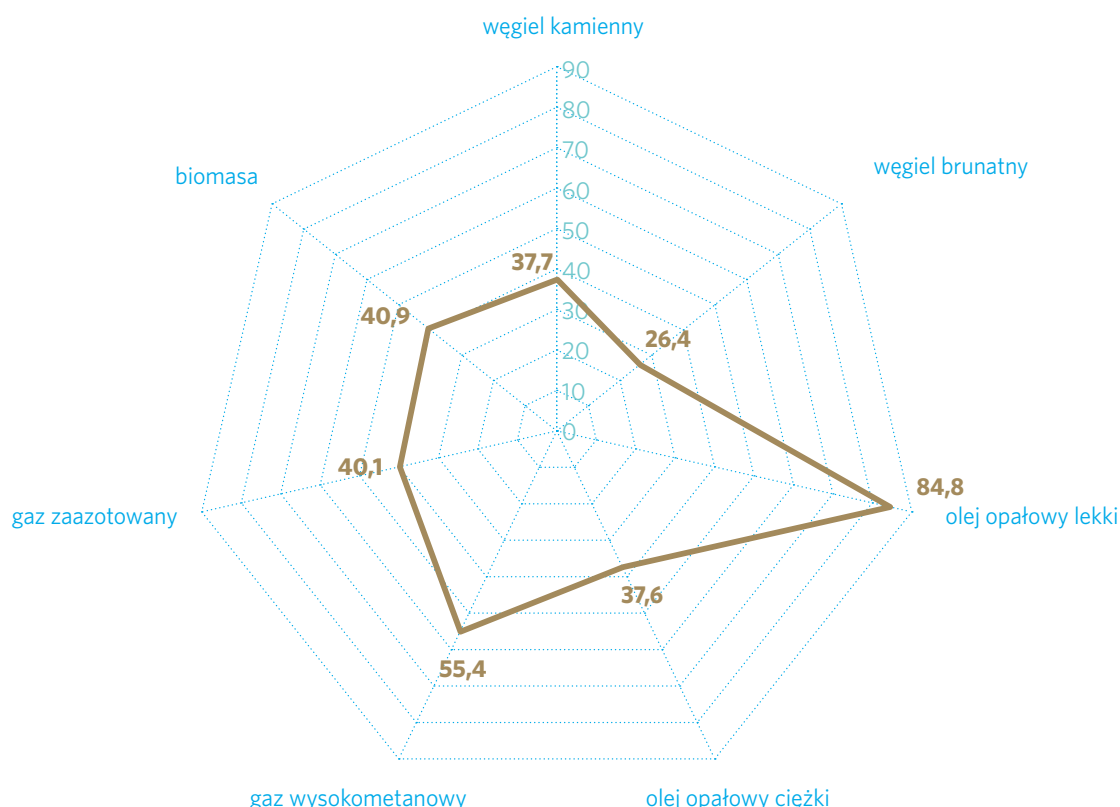
²¹ Nowe limity wejdą w życie dla nowych jednostek od grudnia 2018 r., stare jednostki będą miały czas na dostosowanie się do 2025 r. lub 2030 r., w zależności od mocy zainstalowanej.

²² 2001/81/EC.

WYKAZ MOCY CIEPLNYCH ZGŁOSZONYCH KOMISJI EUROPEJSKIEJ DO WYŁĄCZENIA W NIEKTÓRYCH ELEKTROCIEPŁOWNIACH PO 2023 R.

Źródło: Ministerstwo Środowiska

Nazwa	Moc cieplna źródła (MW)
PGNiG Termika (Elektrociepłownia Żerań)	874
PGE GiEK (Elektrociepłownia Lublin Wrotków)	526
PGE GiEK (Elektrociepłownia Rzeszów)	474
Grupa Azoty (Elektrociepłownia Tarnów)	450
Veolia Energia Łódź (Elektrociepłownia EC-3)	400
Energetyka (Elektrociepłownia E-3 Głogów)	306
Energetyka (Elektrociepłownia E-4 Polkowice)	255



wyprodukowaną przez siebie tonę dwutlenku węgla uprawnieniami do emisji – tzw. EUA. Od 2005 r. ciepłownictwo otrzymuje darmowe uprawnienia²³, których liczba stopniowo maleje. Brakujące uprawnienia firmy będą musiały dokupić na rynku. Obecnie trwają prace nad rewizją ETS, która prawdopodobnie po raz kolejny zmniejszy pulę darmowych uprawnień do emisji dla producentów ciepła.

Konkurencja ze strony indywidualnych źródeł ciepła

Dużym wyzwaniem dla elektrociepłowni jest rozwój małych źródeł grzewczych, takich jak pompy ciepła, kotły biomasowe oraz kolektory słoneczne. Szczególnie te ostatnie mają duży potencjał rozwoju. Instalowane na dachach domów jednorodzinnych kolektory służą do przemiany promieniowania słonecznego w ciepło. Rozwój tego rodzaju technologii będzie zachęcał konsumentów do odłączania się od sieci i produkcji ciepła we wła-

snym zakresie. Według prognoz w Polsce corocznie będzie instalowane 2,5 mln m² kolektorów słonecznych. W 2030 r. ich łączna powierzchnia przekroczy 46 mln m², co oznacza ponad ośmiokrotny wzrost w porównaniu z 2015 r.²⁴

Brak planów rozwoju ciepłownictwa na poziomie lokalnym

Elektrociepłownie – inaczej niż elektrownie – są projektowane i budowane na miarę konkretnego miejsca i odbiorców. Nie wszędzie jednak firmy mają możliwość budowy nowych źródeł. Problemem jest brak lokalnych planów zaopatrzenia w ciepło. Zgodnie z prawem energetycznym obowiązek przygotowania takich planów spoczywa na samorządach. Plany te powinny być opracowywane na 15 lat i aktualizowane co trzy lata. Jednak obecnie ponad połowa gmin w Polsce ich nie posiada, co jest kolejnym utrudnieniem w rozwoju ciepłownictwa.

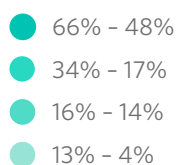
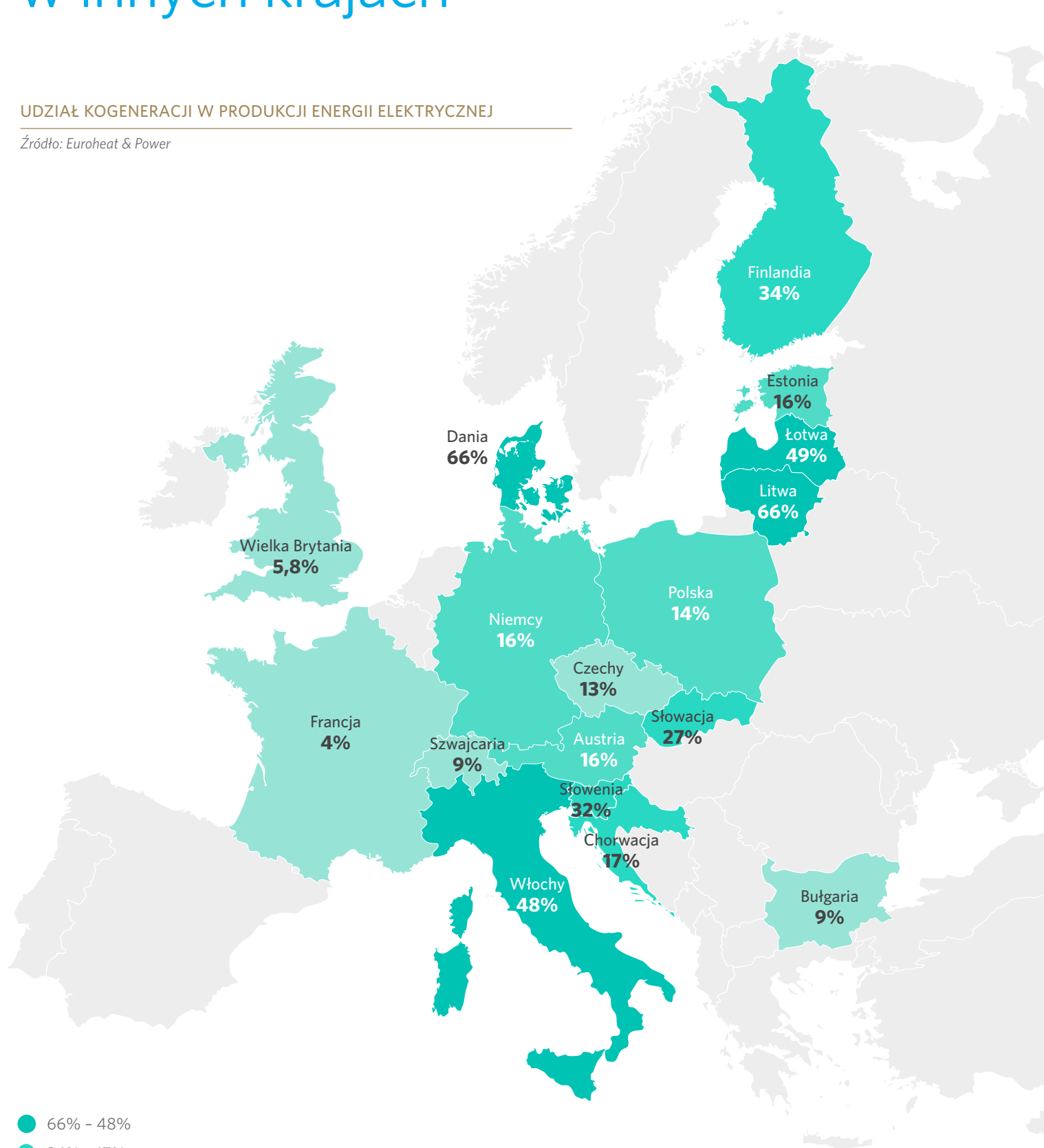
²³ Bezpłatne uprawnienia do emisji dla przemysłu i ciepłownictwa sieciowego są wydawane do poziomu tzw. benchmarku, czyli poziomu emisji dwutlenku węgla generowanych przez 10 proc. najbardziej wydajnych instalacji danego typu w UE.

²⁴ Rynek kolektorów słonecznych w Polsce, J. Starościk, 2009 r.

Jak wspiera się kogenerację w innych krajach

UDZIAŁ KOGENERACJI W PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Źródło: Euroheat & Power



Rodzaj systemu wsparcia	Moc elektryczna elektrociepłowni	Udział kogeneracji w produkcji energii elektrycznej	Odsetek mieszkańców kupujących ciepło z sieci
<i>feed-in premium</i>	27,2 tys. MW	16 proc.	12 proc.

Energiewende zakłada wycofanie się z atomu i węgla i stopniowe przechodzenie na odnawialne źródła energii. Jednocześnie Niemcy chcą dwukrotnie zwiększyć obecny potencjał kogeneracji, głównie w oparciu o nowe, niskoemisyjne jednostki. Z tego powodu niemiecki system wsparcia kogeneracji dotuje tylko elektrociepłownie na gaz. Wielkość dopłat do wyprodukowanej energii jest uzależniona m.in. od wielkości jednostki, od tego czy dostarcza energię do sieci czy na potrzeby prze-

mysłu, czy była modernizowana i czy uczestniczy w systemie EU ETS. Jednostki opalane węglem są wyłączone z systemu wsparcia. Wyjątek stanowią starsze elektrociepłownie dostarczające ciepło do sieci miejskich, które ze względu na niskie ceny energii elektrycznej nie są w stanie utrzymać się na rynku. Wsparcie to może jednak trwać tylko przez 4 tys. godzin rocznie i nie dłużej niż przez cztery lata.

DANIA

Rodzaj systemu wsparcia	Moc elektryczna elektrociepłowni	Udział kogeneracji w produkcji energii elektrycznej	Odsetek mieszkańców kupujących ciepło z sieci
Zwolnienia podatkowe / <i>feed-in premium</i>	5,8 tys. MW	66 proc.	63 proc.

Dania zamierza do 2050 r. zupełnie zrezygnować z użycia paliw kopalnych w energetyce i gospodarce; elektrociepłownie mają dużą rolę do odegrania. Sam system wsparcia kogeneracji oparty jest na taryfach *feed-in-premium*. Pomoc przyznawana jest elektrociepłowniom za każdą jednostkę wyprodukowanego prądu. Koszty są doliczane odbiorcom do rachunków za energię. Na dodatkowe wsparcie mogą liczyć też elektrociepłownie spalające biomasę i biogaz. Ich koszt pokrywa budżet państwa.

Co więcej, produkcja ciepła z tego rodzaju źródeł nie jest opodatkowana. Subsydia są przyznawane zarówno kogeneracji produkującej na potrzeby przemysłu jak i aglomeracji. Po 2018 r. z systemu wsparcia będą mogły korzystać tylko elektrociepłownie korzystające z OZE. Zgodnie z duńskim prawem wszystkie jednostki cieplne mocy większej niż 1 MW muszą produkować ciepło i prąd w kogeneracji.

FINLANDIA

Rodzaj systemu wsparcia	Moc elektryczna elektrociepłowni	Udział kogeneracji w produkcji energii elektrycznej	Odsetek mieszkańców kupujących ciepło z sieci
Zwolnienia podatkowe / <i>feed-in tariff</i>	6,1 tys. MW	34 proc.	50 proc.

Fiński system wsparcia elektrociepłowni bazuje głównie na zwolnieniach podatkowych i został stworzony aby ograniczyć zależność kraju od importu rosyjskiego gazu. Fińskie elektrociepłownie są częściowo zwolnione z podatku od emisji dwutlenku węgla, na co nie mogą liczyć zwykłe ciepłownie. Ma to zapewnić większą atrakcyjność produkcji w kogeneracji. Fiński system preferuje też spalanie

biomasy i biogazu, które w odróżnieniu od torfu i gazu są zwolnione z podatku. Z kolei na stałą cenę za energię elektryczną (*feed-in tariff*) mogą liczyć tylko małe elektrociepłownie, które spalają biomasę drzewną lub biogaz. Są one też dodatkowo wynagradzane, jeśli produkowane przez nich ciepło trafi do ponownego użycia.

Bibliografia

Air quality in Europe 2015 report, European Environmental Agency, 2015.

A comprehensive assessment of the potential for the application of high-efficiency cogeneration and efficient district heating and cooling in Denmark, Danish Energy Agency, 2015.

Czy potrzebna jest dywersyfikacja? Potencjalny miks elektroenergetyczny Polski w 2030 roku w świetle uwarunkowań wewnętrznych i zewnętrznych, EY, 2014.

Energetyka ciepła w liczbach, Urząd Regulacji Energetyki, 2016.

Euroheat & Power

Final Cogeneration Roadmap, Cogeneration Observatory and Dissemination Europe, 2014.

Kompleksowa ocena potencjału zastosowania wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych w Polsce, Ministerstwo Energii, 2015.

Kogeneracja w dużej i małej skali, prof. dr hab. inż. Jan Kiciński i doc. dr hab. inż. Piotr Lampart, Instytut Maszyn Przepływowych PAN, 2009.

Miliardowe oszczędności. Wykorzystamy potencjał?, Rzeczpospolita, 27 lipca 2016 r.

Obwieszczenie Ministra Energii z dnia 5 kwietnia 2016 r. w sprawie raportu oceniającego postęp osiągnięty w zwiększaniu udziału energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w całkowitej krajowej produkcji energii elektrycznej, Ministerstwo Energii, 2016.

Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016–2035, Polskie Sieci Elektroenergetyczne, 2016.

Preliminary analysis of the CHP state aid survey, COGEN Europe, 2016.

Rynek kolektorów słonecznych w Polsce, J. Starościk, 2009.

Projekt Polityki energetycznej Polski do 2050 r., Ministerstwo Gospodarki, 2015.

Rynek ciepła w Polsce, PwC, Fortum, 2012.

Wsparcie rozwoju kogeneracji w Polsce, Andrzej Rubczyński, PGNiG Termika, 2016.

7 pokus polskiej energetyki. Raport o kluczowych wezwaniach dla sektora, PwC, 2016.



Wiedza szyta na miarę

Polityka Insight oferuje usługi analityczne na zamówienie. Nasi eksperci zbadają interesujący Cię temat i odpowiedzą na Twoje pytania.

Więcej na: www.research.politykainsight.pl



PREZENTACJE TEMATYCZNE

Briefujemy zarządy firm i banków na temat sytuacji politycznej, perspektyw gospodarczych i otoczenia regulacyjnego.



ANALIZY I RAPORTY

Wykonujemy badania ilościowe i jakościowe, zawsze zorientowane na użyteczność dla zamawiającego. Przygotowujemy kilkunastonicowe analizy.



SPOTKANIA EKSPERCKIE

Wspólnie z partnerami organizujemy okrągłe stoły lub śniadania eksperckie na wybrany temat - ze starannie dobranymi uczestnikami.