

POLSKIE TOWARZYSTWO
ELEKTROCIĘPŁOWNI
ZAWODOWYCH



RAPORT O KOGENERACJI W CIEPŁOWNICTWIE 2019

Warszawa
Październik 2019
www.ptez.com.pl

RAPORT O KOGENERACJI W CIEPŁOWNICTWIE

**Warszawa
Październik 2019
www.ptez.com.pl**

Szanowni Państwo,

Jesteśmy świadkami dynamicznych zmian w polskiej energetyce i ciepłownictwie, które wynikają z transformacji sektora i konieczności dostosowania się do nowych wymogów rynkowych, prawnych i środowiskowych.

Kogeneracja w Polsce musi stawić czoła wielu wyzwaniom, szczególnie w obliczu przekształcającej się sytuacji społeczno-gospodarczej. Coraz wyraźniej kształt energetyki i ciepłownictwa zależy od uwarunkowań środowiskowych, troski o czyste powietrze i poszukiwania skutecznych rozwiązań pozwalających obniżyć koszty produkcji energii elektrycznej i ciepła.

Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych aktywnie reaguje na trendy i stara się odpowiadać na zapotrzebowanie przedsiębiorstw ciepłowniczych i energetycznych. Warto przypomnieć kilka istotnych inicjatyw, które w ostatnim czasie udało się z sukcesem zakończyć. Dla kogeneracji szczególne znaczenie miały: wprowadzenie nowego systemu wsparcia, dopracowanie założeń mechanizmu rynku mocy, dostosowanie do nowych regulacji unijnych oraz rozpoczęcie intensywnych prac legislacyjnych w obszarze rynku ciepła.

Dzisiaj energetyka to nie tylko skomplikowane procesy technologiczne i kosztowne inwestycje w infrastrukturę. Planując nasze działania, koncentrujemy się również na kwestiach zdrowotnych, ekologicznych, społecznych i ekonomicznych. Obecnie produkcja energii elektrycznej i ciepła łączy się bezpośrednio z koniecznością ochrony klimatu i stosowania innowacji technologicznych.

Oddajemy w Państwa ręce pierwszą edycję „Raportu o kogeneracji w ciepłownictwie”, która kompleksowo opisuje bieżącą sytuację sektora i najważniejsze wyzwania czekające naszą branżę w najbliższych latach.

Do współpracy przy raporcie zaprosiliśmy wybitnych ekspertów. Przedstawili oni najistotniejsze zagadnienia związane z kogeneracją w Polsce oraz znaczenie tego segmentu dla energetyki, gospodarki i troski o czyste powietrze.



Życzę Państwu przyjemnej lektury!
Z wyrazami szacunku
Wojciech Dąbrowski

Prezes Polskiego Towarzystwa
Elektrociepłowni Zawodowych

Szanowni Państwo,

Rozwój kogeneracji jest jednym z priorytetów działalności Ministerstwa Energii. W minionym roku udało się nam wdrożyć nowy mechanizm wsparcia, który przygotowaliśmy w ramach ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji oraz pakietu aktów wykonawczych. Mam świadomość jego znaczenia dla budowy nowych jednostek kogeneracji i rozwoju efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych. Słuszność takiego kierunku działania polskiego rządu znalazła swoje potwierdzenie w wydanej 15 kwietnia 2019 r. decyzji Komisji Europejskiej o zatwierdzeniu polskiego mechanizmu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji.

Specjalne rozwiązania dla jednostek kogeneracji w Polsce przygotowaliśmy także w ramach rynku mocy. Już w aukcji głównej na rok dostaw 2021 wieloletnie umowy mocowe zostały zawarte w odniesieniu do ponad 2 GW mocy osiągalnej brutto nowych jednostek wytwórczych, które wytwarzają energię elektryczną i ciepło w skojarzeniu. To potwierdzenie, że rynek mocy stał się impulsem do budowy nowych mocy w kogeneracji. Liczę na kolejne inwestycje w tym zakresie.

Staramy się również wspierać rozwój kogeneracji poprzez podejmowanie działań zarówno legislacyjnych, jak i strategicznych. Mam na myśli m.in. rozszerzenie obowiązku przyłączenia do sieci ciepłowniczej, programowanie środków krajowych i unijnych, umożliwiających uzyskanie wsparcia inwestycyjnego na budowę jednostek kogeneracji, a także prace nad reformą rynku ciepła.

Głęboko wierzę w skuteczną transformację sektora ciepłownictwa m.in. dzięki konwersji źródeł konwencjonalnych na jednostki kogeneracji. Mam nadzieję również na ciągły wzrost produkcji energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji. Chciałbym, aby do 2030 r. sięgnął on nawet 50% w stosunku do poziomu produkcji z 2017 r. Bardzo dobrze wpisaloby się to w projekt Polityki energetycznej Polski do 2040 r. Pragnę serdecznie podziękować Polskiemu Towarzystwu Elektrociepłowni Zawodowych (PTEZ) za nieustającą współpracę z Ministerstwem Energii.

Życzę Państwu, a przede wszystkim mieszkańcom Polski, by kogeneracja dalej mogła się dynamicznie rozwijać, zapewniając przy tym poprawę jakości powietrza poprzez ograniczenie zjawiska smogu i niskiej emisji, oraz zwiększając bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej do krajowego systemu elektroenergetycznego i ciepła do odbiorców przyłączonych do systemów ciepłowniczych.

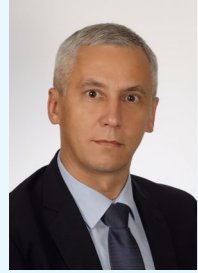


Krzysztof Tchórzewski
Minister Energii

SPIS TREŚCI

Kilka słów o kogeneracji prof. dr hab. inż. Wojciech Bujalski	6
Kogeneracja w liczbach	8
Eksperti o kogeneracji	12
Energia elektryczna wytwarzana w wysokosprawnej kogeneracji Juliusz Jankowski	13
Ciepło wytwarzane w kogeneracji Paweł Kaliński	16
Kogeneracja w polityce Polski i Unii Europejskiej. Zintegrowany Plan na rzecz Energii i Klimatu – Polityka energetyczna Polski do roku 2040 Małgorzata Mika-Bryska	20
Mechanizmy wsparcia rozwoju kogeneracji Arkadiusz Szymański	23
Wsparcie finansowe dla kogeneracji Agata Kurcewicz	28
Kogeneracja a ochrona środowiska Stanisław Błach	31
Rozwój kogeneracji. Planowane inwestycje prof. dr hab. inż. Wojciech Bujalski	37
Kogeneracja a czyste powietrze w Polsce Zbigniew Kajdanowski	40

KILKA SŁÓW O KOGENERACJI



Dr hab. inż. Wojciech Bujalski
Profesor Politechniki Warszawskiej
Instytut Techniki Ciepłej
Wydział Mechaniczny Energetyki i Lotnictwa
Politechnika Warszawska

Kogeneracja to wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej w jednym procesie technologicznym. Dzięki temu proces ten jest efektywny zarazem energetycznie i ekologicznie.

Kogeneracja jest technologią, która obejmuje wiele różnych rozwiązań technologicznych. To sprawia między innymi, że nowoczesne jednostki kogeneracyjne mogą być elastyczne, a wielkość produkcji energii elektrycznej i ciepła można dostosować do wielkości zapotrzebowania. Przykład stanowią jednostki oparte o turbiny upustowo-kondensacyjne, w których produkcja energii elektrycznej może się odbywać również przy ograniczonym zapotrzebowaniu na ciepło użytkowe.

Prawo energetyczne definiuje kogenerację oraz kogenerację wysokosprawną. Z tą drugą wiąże się warunek: oszczędność paliwa uzyskana w układzie kogeneracyjnym względem układu rozdzielonego o referencyjnych wartościach. Musi on być większa niż 10%. Łagodniejsze są wymagania dla układów o mocy elektrycznej poniżej 1 MW, ponieważ efektywność układów małych najczęściej jest niższa.

Ścisłe zdefiniowanie wysokosprawnej kogeneracji jest istotne z punktu widzenia wsparcia jej rozwoju. Wsparciu temu mogą bowiem podlegać tylko układy spełniające warunek wysokosprawnej kogeneracji. Przyjęcie takiego założenia wymusza dbałość o efektywność całego procesu. Oznacza to, że nie tylko musi być on odpowiednio zaprojektowany, ale również urządzenia muszą być dobierane ze zbioru nowoczesnych wysokosprawnych rozwiązań.

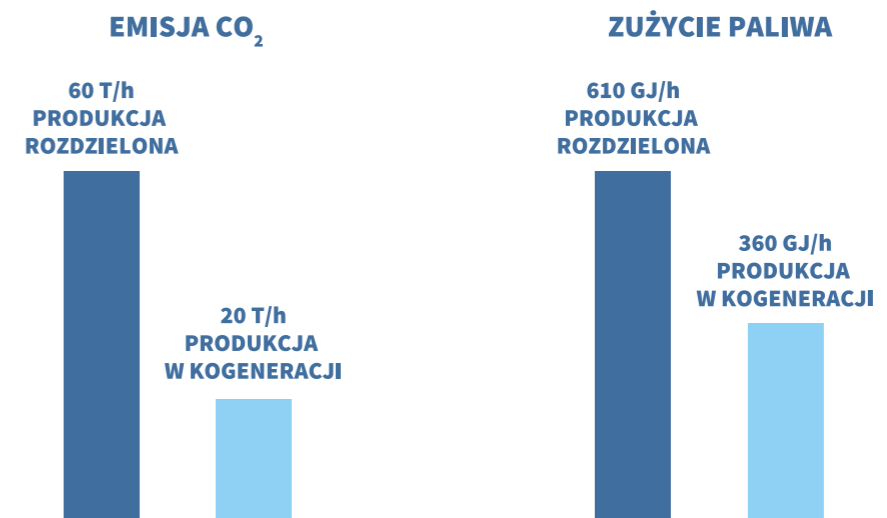
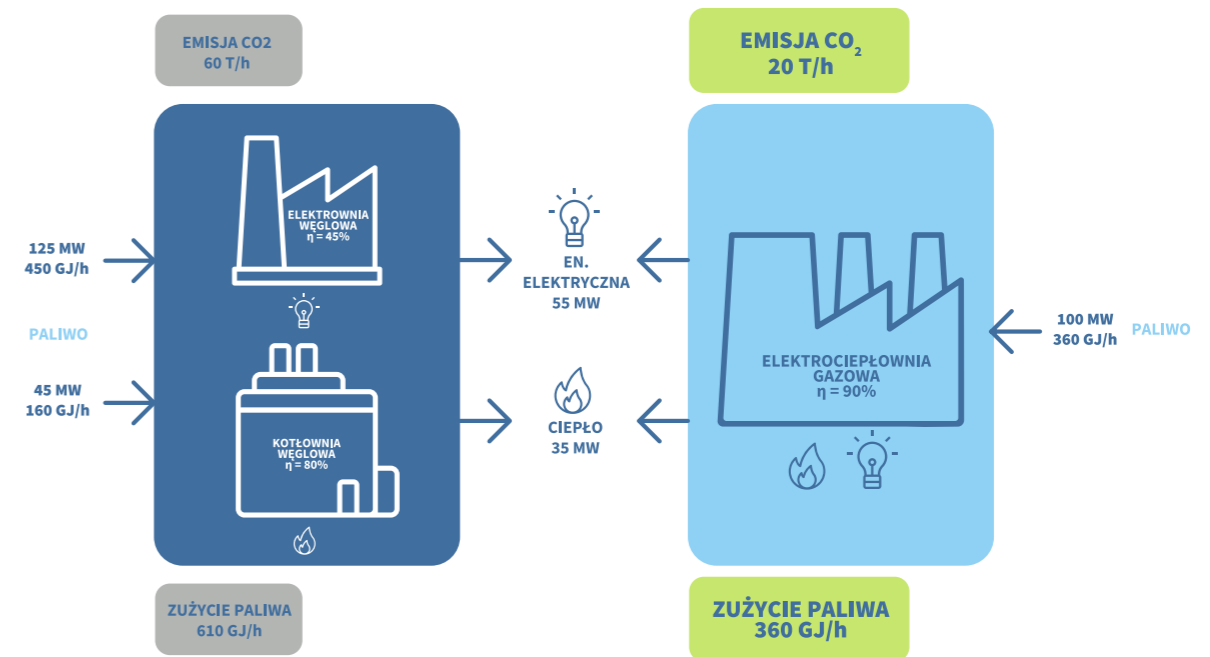
Produkcja energii w jednostkach kogeneracyjnych jest alternatywą dla rozdzielonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w ciepłowniach i elektrowniach.

Elektrownia z punktu widzenia termodynamiki stanowi fizyczną realizację silnika cieplnego. Z praw fizyki wynika, że działanie takiego silnika cieplnego wymaga dostarczania i oddawania ciepła do otoczenia, które w elektrowni jest tracone. Ze względu zatem na ograniczenia płynące z praw fizyki (konieczność oddawania ciepła do otoczenia) sprawność takiego procesu zawsze będzie daleka od 100%. Sprawność elektrowni kondensacyjnej w zależności od zastosowanej technologii może wynosić od 35 do 62%.

Podstawową zaletą kogeneracji jest to, że ciepło nie jest oddawane do otoczenia, lecz wykorzystywane na cele użyteczne.

W związku z tym ciepło i energię elektryczną w kogeneracji wytwarza się z dużo większą sprawnością, tj. na poziomie 80–95%!

Mechanizm uzyskiwanej w kogeneracji oszczędności paliwa (przy zamianie rozdzielonego wytwarzania w technologii węglowej przejście na skojarzone wytwarzanie w technologii gazowej) pozwala zaoszczędzić ponad 40% paliwa).



Należy również podkreślić, że kogeneracja ze względu na swoje zalety jest jednym z najefektywniejszych sposobów redukcji emisji zanieczyszczeń poprzez zmniejszenie ilości paliwa używanego do produkcji ciepła i energii elektrycznej łącznie.

Obecnie kogeneracja to nierzadko bardzo nowoczesne układy, w których stosowane są zaawansowane technologie.

Coraz częściej w układy technologiczne elektrociepłowni włączone są zasobniki ciepła, co pozwala istotnie zwiększyć elastyczność pracy tych jednostek przy zachowaniu ciągle bardzo wysokiej sprawności. Jednostki kogeneracyjne budowane z zastosowaniem turbin gazowych o dużej elastyczności wspierają pracę systemu elektroenergetycznego. Jest to ważne zwłaszcza przy wzroście udziału w systemie elektroenergetycznym niesterowalnych, odnawialnych źródeł energii.

KOGENERACJA W LICZBACH

Poniższe dane i zestawienia zostały opracowane na podstawie raportów wykonanych przez Agencję Rynku Energii S.A. na zlecenie Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych. Dotyczą one elektrociepłowni, których podstawową działalnością jest wytwarzanie w skojarzeniu energii elektrycznej, wprowadzanej do systemu elektroenergetycznego, i ciepła na potrzeby grzewcze, dostarczanego odbiorcom bezpośrednio lub poprzez sieci ciepłownicze. W elektrociepłowniach produkcja ciepła i energii elektrycznej może odbywać się w kotłach i blokach energetycznych, turbinach gazowych i silnikach wewnętrznego spalania, kotłach ciepłowniczych. W 2018 r. badaniem objęto 111 jednostek o mocy w paliwie powyżej 1 MW, składających sprawozdania G10-2 na potrzeby GUS. Największą podgrupę spośród nich stanowią elektrociepłownie o mocy powyżej 50 MW – 81 jednostek, mniej jest elektrociepłowni o mocy 20–50 MW – 14 jednostek oraz o mocy 1–20 MW – 16 jednostek.

MOCE CIEPLNE I ELEKTRYCZNE

Na koniec 2018 r. w elektrociepłowniach moc osiągalna zainstalowanych kotłów energetycznych wyniosła 21 534 MW, a kotłów ciepłowniczych 7818 MW.

Osiągalna moc elektryczna (zainstalowanych turbozespołów, turbin gazowych i silników wewnętrznego spalania) wyniosła na koniec roku 7040 MW.

Moc cieplna przy osiągalnej mocy elektrycznej wyniosła 14 561 MW, zaś moc elektryczna przy osiągalnej mocy cieplnej 5875 MW.

Tabela 1. Moce osiągalne, cieplne i elektryczne w elektrociepłowniach

		2014	2015	2016	2017	2018
Moc kotłów energetycznych osiągalna	[MW]	23 893	22 613	22 195	22 528	21 534
Moc kotłów ciepłowniczych osiągalna	[MW]	8999	9066	8564	8450	7818
Moc elektryczna osiągalna	[MW]	7066	6882	6956	7169	7040
Moc elektryczna przy osiągalnej mocy cieplnej	[MW]	5902	5805	5795	6030	5875
Moc cieplna przy osiągalnej mocy elektrycznej	[MW]	17 401	16 847	16 041	15 629	14 561

PRODUKCJA CIEPŁA W ELEKTROCIEPŁOWNIACH

Całkowita ilość ciepła netto wytworzonego w elektrociepłowniach wyniosła na koniec 2018 r. 170 907 535 GJ, w tym produkcja ciepła z kotłów energetycznych, kotłów odzysknicowych turbin gazowych lub silników wewnętrznego spalania w elektrociepłowniach – 152 827 703 GJ. W kotłach ciepłowniczych wyprodukowano 18 079 832 GJ ciepła. Ilość ciepła wytworzonego w kotłach ciepłowniczych stanowiła 10,5% całkowitego ciepła wytworzonego w elektrociepłowniach.

Tabela 2. Produkcja ciepła netto w elektrociepłowniach

		2014	2015	2016	2017	2018
Z kotłów energetycznych i z kotłów odzysknicowych turbin gazowych lub silników wewnętrznego spalania	[GJ]	135 604 283	147 429 131	154 838 820	159 953 173	152 827 703
Z kotłów ciepłowniczych	[GJ]	16 296 916	13 840 820	18 698 919	17 382 382	18 079 832
Razem	[GJ]	151 901 199	161 269 951	173 537 739	177 335 555	170 907 535

PRODUKCJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ W ELEKTROCIEPŁOWNIACH

W 2018 r. elektrociepłownie wyprodukowały 28 106 612 MWh energii elektrycznej brutto. W tym w kogeneracji (ilość energii wyznaczono zgodnie z normą PN-93/M-35500) wyprodukowano 19 673 479 MWh, co stanowi 70% całkowitej produkcji energii elektrycznej w elektrociepłowniach. W turbinach gazowych i silnikach wewnętrznego spalania wyprodukowano 4 155 540 MWh, a ze źródeł odnawialnych – 1 729 179 MWh.

Tabela 3. Produkcja energii elektrycznej w elektrociepłowniach

		2014	2015	2016	2017	2018
Produkcja energii elektrycznej brutto, w tym:	[MWh]	25 834 526	28 717 571	29 082 855	28 470 056	28 106 612
W kogeneracji	[MWh]	16 588 732	18 407 456	19 144 435	20 092 553	19 673 479
Turbiny gazowe i silniki wewnętrznego spalania	[MWh]	2 550 610	3 038 780	3 225 173	4 012 580	4 155 540

Udział produkcji energii elektrycznej brutto elektrociepłowni w krajowej produkcji energii elektrycznej wyniósł w 2018 r. 16,5%, w tym w kogeneracji – 11,6%.

Tabela 4. Procentowy udział produkcji energii elektrycznej i energii elektrycznej w kogeneracji brutto w produkcji energii elektrycznej w Polsce

	2014	2015	2016	2017	2018
Udział produkcji energii elektrycznej w kogeneracji	10,4%	11,2%	11,5%	11,8%	11,6%
Udział produkcji energii elektrycznej w elektrociepłowniach	16,2%	17,4%	17,5%	17,6%	16,5%

SPRAWNOŚĆ WYTWARZANIA

Średnia sprawność przemiany energii chemicznej paliwa brutto w energię elektryczną, mechaniczną i ciepło w elektrociepłowniach (bez uwzględnienia produkcji ciepła w kotłach ciepłowniczych) w 2018 r. wyniosła 72%. Sprawność wytworzenia ciepła w kotłach ciepłowniczych wyniosła 83%.

ZUŻYCIE PALIW W ELEKTROCIEPŁOWNIACH

Elektrociepłownie do produkcji energii elektrycznej i ciepła zużyły 385 571 822 GJ energii chemicznej zawartej w paliwie, w tym 21 092 819 GJ w kotłach ciepłowniczych.

Tabela 5. Zużycie paliw do produkcji energii elektrycznej i ciepła w elektrociepłowniach

		2014	2015	2016	2017	2018
Zużycie paliwa w kotłach energetycznych przez turbiny gazowe oraz silniki wewnętrznego spalania	[GJ]	335 656 643	375 736 727	380 558 817	372 638 443	364 479 003
Zużycie paliwa w kotłach ciepłowniczych	[GJ]	19 106 084	16 453 408	21 927 910	20 414 836	21 092 819
Razem	[GJ]	354 762 727	392 190 135	402 486 727	393 053 279	385 571 822

Podstawowym paliwem używanym w 2018 r. w elektrociepłowniach do produkcji energii elektrycznej i ciepła był węgiel kamienny. Elektrociepłownie zużyły w kotłach energetycznych i ciepłowniczych 12,7 mln ton węgla kamiennego. Udział energii chemicznej zawartej w węglu stanowił 71% energii chemicznej zużytych paliw.

Tabela 6. Procentowy udział paliw zużytych do produkcji energii i ciepła w elektrociepłowniach

	2014	2015	2016	2017	2018
Węgiel	74,5%	68,9%	70,1%	71,7%	71,4%
Gaz	8,7%	10,4%	11,1%	12,8%	13,0%
Inne	16,8%	20,6%	18,7%	15,6%	15,6%

PRZYCHODY I KOSZTY

W 2018 r. elektrociepłownie uzyskały ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła przychód w wysokości 12,5 mld zł. W tym samym czasie koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła wyniosły 10,9 mld zł. Wynik finansowy ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła (EBIT) wyniósł więc 1,6 mld zł. Z uwzględnieniem przychodów i kosztów finansowych wynik finansowy brutto (przed opodatkowaniem) elektrociepłowni wyniósł 1,1 mld zł. Elektrociepłownie uzyskały średnią rentowność brutto sprzedaży energii elektrycznej i ciepła w wysokości 8,76%.

Tabela 7. Łączny wynik z działalności energetycznej (energia elektryczna i ciepło)

		2014	2015	2016	2017	2018
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła	[tys. zł]	10 421 655	11 968 163	12 139 593	11 986 934	12 540 231
Razem koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła	[tys. zł]	10 016 330	11 503 258	10 228 172	10 779 927	10 942 428
Wynik na sprzedaży energii elektrycznej i ciepła (EBIT)	[tys. zł]	405 325	464 904	1 911 421	1 207 007	1 597 804
Wynik z uwzględnieniem przychodów i kosztów finansowych (wynik brutto przed opodatkowaniem)	[tys. zł]	911 605	-173 707	1 711 902	1 660 161	1 099 043
Rentowność sprzedaży brutto		8,75%	-1,45%	14,10%	13,85%	8,76%

Istotną pozycją w kosztach działalności elektrociepłowni jest koszt zakupu pozwoleń na emisję CO₂. W 2018 r. zbilansowany koszt zakupu pozwoleń wyniósł 653,657 mln zł (różnica pomiędzy kosztami zakupu i przychodami ze sprzedaży pozwoleń)

Tabela 8. Zbilansowane koszty zakupu pozwoleń emisyjnych CO₂

		2014	2015	2016	2017	2018
Koszty zakupu uprawnień do emisji CO₂	[tys. zł]	114 373	342 460	447 795	442 837	833 392
Przychody ze sprzedaży uprawnień do emisji CO₂	[tys. zł]	32 627	143 801	100 408	86 987	179 736
Koszty zbilansowane zakupu uprawnień do emisji CO₂	[tys. zł]	81 746	198 660	347 387	355 850	653 657

Juliusz Jankowski
Przewodniczący Zespołu PTEZ ds. rynku mocy
Główny specjalista ds. legislacji
PGNiG TERMIKA S.A.



Obok modelu funkcjonowania lokalnych rynków ciepła oraz regulacji tworzonych wprost z myślą o systemach wsparcia kogeneracji, ważnym elementem decydującym o możliwościach i tempie rozwoju wytwarzania skojarzonego jest jej udział w rynku energii elektrycznej.

ZNACZENIE KOGENERACJI DLA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Energię elektryczną mogą dostarczać źródła wytwórcze stosujące różne technologie i paliwa. Chociaż przy zakupie energii od wytwórcy odbiorcy mogą kierować się różnymi kryteriami, takimi jak wielkość emisji gazów cieplarnianych przy produkcji czy stopień wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych, nadal najważniejsze kryterium stanowi cena.

Energia elektryczna z jednostek kogeneracji konkuruje na rynku z energią z innych źródeł wytwórczych. Kupuje się ją, jeśli wytwórcy kogeneracyjni mogą zaproponować ceny niższe niż ich konkurenci. Dzięki dużo wyższej sprawności ogólnej, która prowadzi do efektywniejszego wykorzystania energii zawartej w paliwie i mniejszej emisji CO₂, jednostki kogeneracyjne mogą oferować na rynku hurtowym energię po cenach niższych niż konkurujące z nimi jednostki kondensacyjne.

W efekcie jednostki kogeneracji mogą sprzedawać całą energię, którą wyprodukują – jej ilość zależy bezpośrednio od zapotrzebowania na ciepło użytkowe.

Wielkość krajowej rocznej produkcji energii z wysokosprawnej kogeneracji wytworzonej w elektrociepłowniach, elektrowniach i elektrociepłowniach przemysłowych pozostaje od wielu lat na poziomie zbliżonym do 26 TWh, co stanowi ok. 15% produkcji krajowej (2017) przy wielkości mocy zaangażowanej w produkcję kogeneracyjną z tych jednostek wynoszącej ok. 8700 MW.

Mimo istnienia od 2007 r. specjalnego systemu wsparcia i dobrej pozycji konkurencyjnej na rynku hurtowym nie udało się w znaczącym stopniu zwiększyć produkcji energii elektrycznej z kogeneracji.

Oparty o świadectwa pochodzenia system wsparcia funkcjonujący do końca 2018 r. wystarczał, by utrzymać w ruchu istniejące jednostki kogeneracji (węglowe i gazowe). Korzystając z niego, producenci kogeneracyjni we właściwym czasie dostosowali w pełni swoje jednostki do wymogów dyrektywy IED, co doprowadziło do znacznej redukcji emisji do atmosfery tlenków siarki i azotu oraz pyłów. Dzięki temu w szczególności kogeneracja węglowa stała się znacznie mniej uciążliwa dla środowiska naturalnego na poziomie krajowym i lokalnym.

Również funkcjonowanie systemu świadectw było podstawowym czynnikiem zapewniającym warunki ekonomiczne dla produkcji w niskoemisyjnych jednostkach kogeneracyjnych stosujących paliwa gazowe. Warunki ekonomiczne nie były jednak dość dobre, by sfinansować realizację zastępujących kotły ciepłownicze nowych inwestycji kogeneracyjnych w mniejszych systemach ciepłowniczych oraz wymianę istniejących jednostek węglowych na jednostki gazowe o większych zdolnościach produkcji energii elektrycznej.

Wynikało to przede wszystkim z ogólnych zasad i praktyki funkcjonowania jednotowarowego rynku energii, na którym ceny oparte o krańcowe koszty produkcji na danym rynku, w tym na rynku polskim, nie wystarczały do pokrycia nakładów niezbędnych do powstania nowych jednostek.

Dotychczasowy system wsparcia kogeneracji nie był w stanie zniwelować nieefektywności inwestycyjnych jednotowarowego rynku energii – z jednej strony ze względu na zbyt niski poziom wsparcia, z drugiej zaś na ograniczony (wstępnie do 2012 r., a finalnie przedłużony do 2018 r.) okres funkcjonowania.

PERSPEKTYWY KOGENERACJI NA JEDNOLITYM RYNKU UNII EUROPEJSKIEJ

W związku z wdrażanymi od lat pakietami regulacji unijnych rynki energii elektrycznej tracą coraz bardziej charakter lokalny, przyjmując formę jednolitego europejskiego rynku.

Poza zwiększeniem wymiany transgranicznej, skutkującej wzrostem konkurencji pomiędzy producentami energii, jednolite zasady rynkowe mają służyć minimalizacji emisji CO₂ oraz maksymalizacji wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych.

Integracja rynków oraz wzrost cen pozwoleń na emisję CO₂ i systemów wsparcia dla energii ze źródeł odnawialnych sprawiły, że energia z polskich jednostek kogeneracyjnych musi coraz częściej konkurować nie tylko z energią z jednostek krajowych opalanych paliwami kopalnymi, ale także z energią ze źródeł odnawialnych w innych krajach Unii Europejskiej.

Konkurencję międzynarodową w pierwszym rzędzie odczuwają jednostki kondensacyjne. Należy jednak oczekiwać, że także kogeneracja będzie znajdowała się pod coraz silniejszą presją konkurencyjną.

Już dzisiaj rozwój energetyki odnawialnej na rynku krajowym i europejskim coraz częściej prowadzi do chwilowych spadków cen hurtowych energii, poniżej zmiennych kosztów wytwarzania, także w przypadku kogeneracji. Sytuacja taka miała miejsce w Polsce w 2018 r. i skutkowało tam, gdzie było to możliwe, zaniżaniem produkcji kogeneracyjnej i uruchamianiem produkcji ciepła w kotłach ciepłowniczych. Bez odpowiednich środków zaradczych ograniczenie czasu pracy i obniżka cen energii elektrycznej uzyskiwanej przez jednostki kogeneracyjne mogłyby w dłuższej perspektywie wywołać dalszą stagnację inwestycji kogeneracyjnych, a także ograniczanie produkcji w istniejących już jednostkach.

KRAJOWE WSPARCIE DLA KOGENERACJI

Zagrożenia wynikające z wdrażanej polityki klimatycznej oraz rosnącej konkurencji rynkowej muszą być poważnie rozważane przy planowaniu rozwoju kogeneracji w Polsce. Należy przy tym zauważyć, że kogeneracja w Polsce wejdzie w przyszły rok, korzystając z nowych krajowych rozwiązań regulacyjnych, które powinny przyczynić się do jej rozwoju.

Najważniejszym z nich jest wdrożony w 2019 r. system wsparcia przeznaczony dla kogeneracji, który pozwala na przewidywalne finansowanie nowych i modernizowanych jednostek kogeneracji w perspektywie wieloletniej.

Niezależnie od tego systemu wsparcia kogeneracja w 2018 r. uzyskała możliwość skorzystania z bardzo efektywnych rozwiązań rynku mocy.

Dzięki przeprowadzonym w 2018 r. aukcjom rynku mocy firmy energetyczne mogły sfinansować kilka kluczowych projektów kogeneracyjnych.

Nowe jednostki gazowe planowane do uruchomienia w Płocku, w Warszawie czy w Stalowej Woli pozwolą przełamać wieloletni impas inwestycyjny, co z pewnością wpłynie na znaczne zwiększenie produkcji energii w lokalnej wysokosprawnej kogeneracji.

Poza wspieraniem nowych inwestycji rynek mocy umożliwi finansowanie utrzymania jednostek istniejących, w tym kogeneracji węglowej. Pozwoli to na zachowanie bezpiecznego tempa transformacji krajowego systemu elektroenergetycznego w kierunku gospodarki niskoemisyjnej.

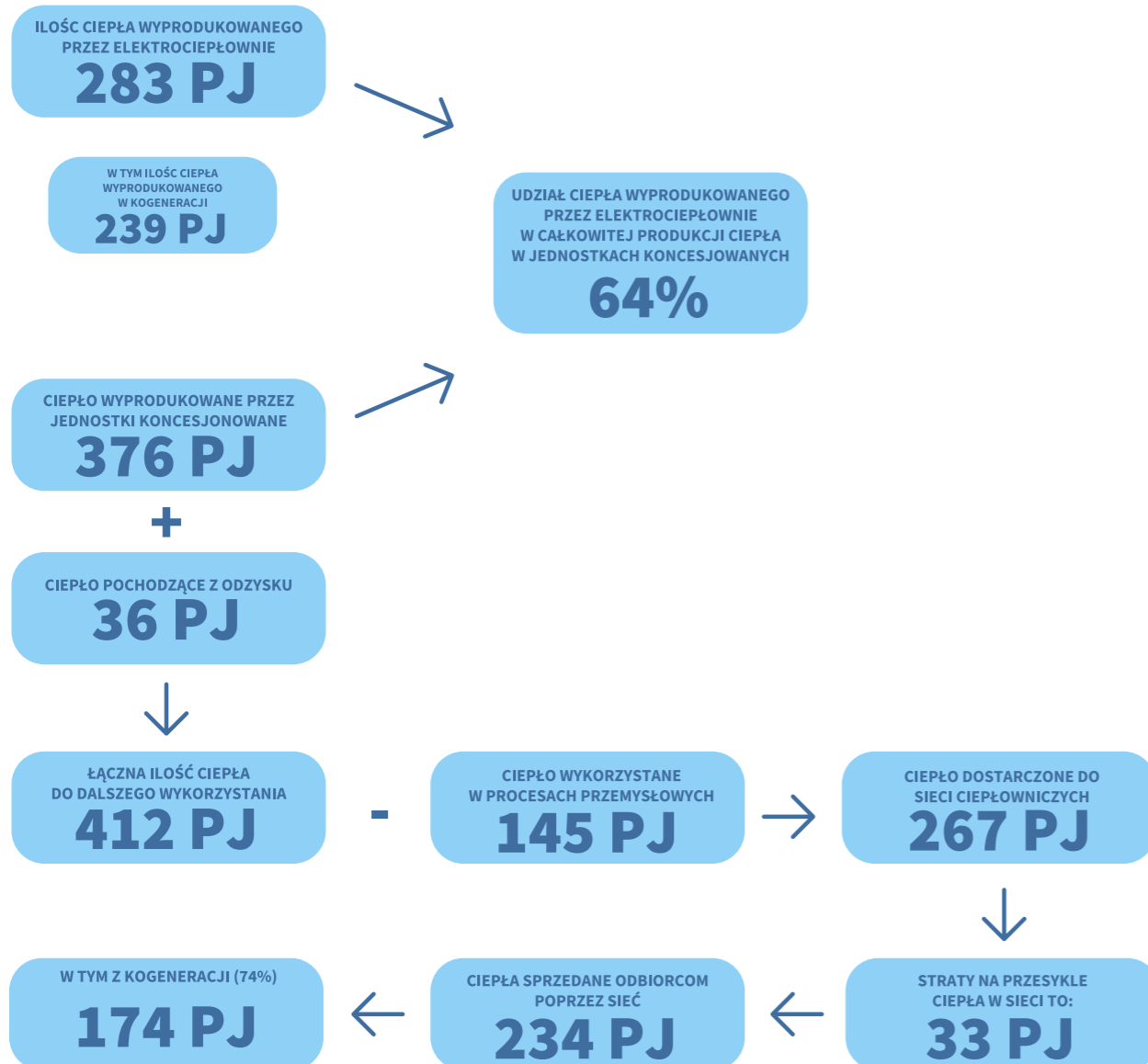
Należy oczekiwać, że efektywnie wspierana produkcja kogeneracyjna przyczyni się do zwiększenia stopnia bezpieczeństwa energetycznego, na poziomie krajowym i lokalnym, a zarazem poprawi międzynarodową konkurencyjność całego krajowego sektora wytwarzania energii elektrycznej.

CIEPŁO WYTWARZANE W KOGENERACJI



Paweł Kaliński
Wiceprzewodniczący Zespołu PTEZ ds. rynków ciepła
Dyrektor Departamentu Rynku Ciepła
PGE Energia Ciepła SA

Ciepło wytwarzane w kogeneracji to produkt ekologiczny, który wpisuje się w wymagania dotyczące efektywności energetycznej nowoczesnego budownictwa i jest konkurencyjny cenowo. Jego obecna pozycja na rynku ciepła jest bardzo mocna, ok. 75% energii z sieci ciepłowniczych, która dzisiaj ogrzewa Polskę, pochodzi z kogeneracji i przewidujemy, że ten udział wzrośnie. Przybędzie także sieci, które tę energię przesyłają.



Dane z ostatniego dostępnego raportu URE „Energetyka ciepła w liczbach za 2018 r.” – obejmujące jednostki koncesjonowane – pokazują, że w 2018 r. elektrociepłownie zawodowe i przemysłowe wyprodukowały ok. 283 PJ ciepła, z tego 239 PJ w procesie kogeneracji. Łączna ilość ciepła, jaką wyprodukowały jednostki koncesjonowane, wyniosła natomiast 376 PJ, więc udział ciepła w kogeneracji stanowił ok. 64%. Ponadto w ramach gospodarki ciepłowniczej pozyskano do dalszego rozdysponowania 36 PJ ciepła z odzysku. Łączna ilość ciepła do dalszego wykorzystania wyniosła więc 412 PJ. Na potrzeby własne, głównie związane z procesami przemysłowymi, wykorzystano 144 PJ ciepła. Pozostała ilość ciepła, tj. ok. 267 PJ, dostarczona do sieci ciepłowniczych. W procesie przesyłania straty ciepła wyniosły ok. 33 PJ. Odbiorcom końcowym poprzez sieć sprzedano więc 234 PJ ciepła, w tym 174 PJ ciepła wytworzonego w elektrociepłowniach, co stanowi ok. 74% ciepła sieciowego.

W ciągu ostatnich kilku lat ilość ciepła z kogeneracji pozostaje na stałym poziomie. Kogeneracja od 2010 r. korzysta z nowego, „uproszczonego” sposobu taryfowania cen ciepła, opartego o wskaźniki cen w segmencie tradycyjnych ciepłowni. Metoda ma pewne ograniczenia – nie pozwala przenosić w całości kosztu zakupu uprawnień do emisji CO₂, a ponadto sygnały kosztowe są przenoszone z dwuletnim opóźnieniem. System taryf referencyjnych pozwolił na ustabilizowanie sytuacji ekonomicznej elektrociepłowni, wymaga jednak dostosowania do zmieniających się realiów otoczenia.

Tabela 1. W procesie produkcji ciepła w elektrociepłowniach wykorzystano w 2018 r. następujący miks paliwowy (dane na podstawie opracowania URE „Energetyka ciepła w liczbach – 2018”).

Udział paliw w produkcji ciepła w kogeneracji	[PJ]	2018
paliwa stałe (węgiel)	200,5	70,7%
paliwa gazowe	25,7	9,1%
biomasa	23,1	8,1%
śmieci	3,5	1,2%
oleje	18,1	6,4%
inne	12,7	4,5%

Z prowadzonych analiz wynika, że w przyszłości nastąpi stosunkowo niewielki wzrost rynku ciepła, będący skutkiem wzrostu budownictwa energooszczędnego i termomodernizacji istniejącej substancji mieszkaniowej. Znacząco wzrośnie za to udział kogeneracji w tym rynku oraz towarzysząca mu zmiana miks paliwowy. Impuls do przewidywanych w najbliższych latach zmian dadzą: zaostrzone wymagania środowiskowe, związane m.in. z implementacją dyrektyw MCP, wzrost o niemal 300% cen uprawnień do emisji CO₂ w latach 2017–2019, a ponadto przewidywany wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w systemie elektroenergetycznym. Aby to przyspieszenie było możliwe, został wprowadzony nowy system wsparcia dla kogeneracji. W wyniku budowy nowych jednostek w ramach realizacji programu wsparcia dla kogeneracji w perspektywie 2030 r. miks paliw ulegnie zmianie: znacząco zwiększy się udział gazu, spadnie udział węgla.

W sektorze elektrociepłowni w 2030 r. udział węgla do produkcji ciepła zmniejszy się o ok. 20%, czyli elektrociepłownie będą spalały rocznie o 2–3 mln ton węgla mniej. Paliwo to zastąpią mniej uciążliwe dla środowiska paliwa niskoemisyjne, głównie gaz (wzrost o 16%), w tym pozyskiwany ze źródeł krajowych. Udział odpadów komunalnych i przemysłowych w produkcji ciepła w instalacjach termicznego przekształcania odpadów podwoi się – z 3 PJ obecnie do ok. 6 PJ – i osiągnie poziom ok. 2% w miksie paliw w 2030 r.

Na rynkach ciepła powstaną nowe elektrociepłownie, stare zaś zostaną zastąpione przez nowe – przede wszystkim gazowe. Dzięki temu dla całego segmentu elektrociepłowni obniży się znacząco tzw. współ-

czynnik nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej. Współczynnik ten mówi o jakości ciepła z punktu widzenia ekologii i musi być brany pod uwagę przez sektor budownictwa. Niski wskaźnik będzie wspierał obecność kogeneracji w przyszłym rynku ciepła, gdyż jego odpowiednio niewielki poziom pozwoli nowym budynkom podłączonym do sieci ciepłowniczej spełnić przyszłe wymagania dyrektyw budynkowych dotyczące zużycia energii na potrzeby ogrzewania.

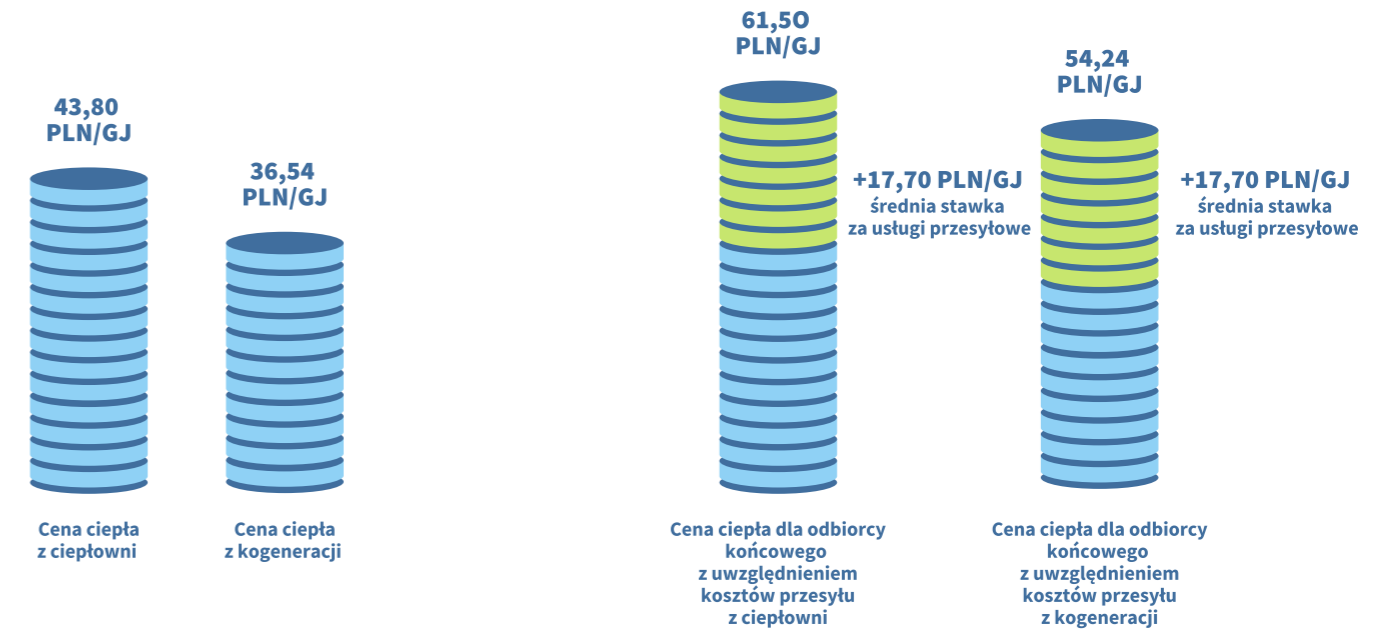
Jeśli chodzi o przyszły krajowy rynek ciepła – całkowita konsumpcja ciepła w systemach ciepłowniczych utrzyma się w najbliższych 10 latach na stabilnym poziomie, z lekką tendencją wzrostową (do maks. 1%).

Przyrost sprzedaży ciepła osiągnięty w nowym budownictwie będą bowiem równoważyć procesy termomodernizacyjne dotychczasowej substancji mieszkaniowej. Udział kogeneracji w produkcji ciepła sieciowego do 2030 r. zwiększy się natomiast znacząco – o ok. 20%, z tego 10% (ok. 33 PJ) będą to konwersje starych jednostek kogeneracyjnych węglowych, głównie na jednostki gazowe, kolejne 10% (ok. 34 PJ) to budowa nowych jednostek, także z reguły gazowych. Rozwój nowej kogeneracji będzie odbywał się głównie w systemach ciepłowniczych, które dzisiaj są nieefektywne. Drugim z paliw (po gazie), z którego będzie się korzystać w procesie przekształcania systemów nieefektywnych w efektywne, będzie biomasa.

Jest mało prawdopodobne, że za wzrostem ilości systemów efektywnych energetycznie nadąży szybko zwiększający się w tych systemach udział ciepła pochodzącego z zaawansowanych technologicznie rozwiązań OZE, takich jak kolektory solarne, kolektory PV i pompy ciepła. Systemy ciepłownicze bowiem, osiągając dzięki kogeneracji status efektywnych i posiadając wspomniane już atrakcyjne współczynniki nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej, zapewniają wystarczająco dobrą jakość ciepła z punktu widzenia wymagań budynkowych. Zwiększanie udziału źródeł OZE w tak efektywnym systemie ciepłowniczym jest oczywiście możliwe, ale niezwykle kosztowne, dlatego powinno stanowić opcję, którą klienci wybiorą świadomie, a nie jako z góry narzucony obowiązek. Sektor ciepłownictwa niesystemowego z kolei jest najłatwiejszym technologicznie i najefektywniejszym kosztowo miejscem, w którym takie rozwiązania powinny być bardzo intensywnie stosowane. Duże i średnie systemy ciepłownicze będą zaś wspierały źródła OZE inaczej. Jako stały element technologiczny przy jednostkach kogeneracyjnych będą powstawały akumulatory ciepła, które w powiązaniu z pracą szczytowych kotłów elektrodowych będą w stanie zagospodarować w postaci ciepła nadwyżki produkcji zielonej energii elektrycznej z farm wiatrowych. Dzięki temu duże systemy ciepłownicze także czeka swego rodzaju zazielenianie, ale podstawowy strumień ciepła w nich będzie pochodzić z kogeneracji.

W ostatnich 20 latach w Polsce zaszły znaczące procesy termomodernizacyjne w budownictwie, tymczasem ilość ciepła produkowanego i sprzedawanego w kogeneracji jest, normalizując do średniego poziomu warunki pogodowe, stała, a nawet lekko rośnie. Dzieje się tak, ponieważ ciepło sieciowe z kogeneracji to produkt atrakcyjny cenowo, ekologiczny i przyjazny w użytkowaniu. Sprzyja to rozwojowi sieci ciepłowniczych. Długość sieci pomiędzy 2002 a 2018 r. w całym sektorze zwiększyła się z 17 312,5 km do 21 367,6 km, a więc o 4055,1 km.

Ciepło produkowane w kogeneracji jest także atrakcyjne cenowo dla odbiorców. Średnia cena ciepła z kogeneracji dla Polski w 2018 r. (najnowsze dane – za URE) wyniosła 36,54 zł/GJ. Jest ono tańsze niż wytworzone w tradycyjnym sektorze ciepłowniczym ciepło sieciowe, które kosztowało 43,80 zł/GJ, a więc ok. 17% więcej. Jeśli doliczyć średnią stawkę za usługi przesyłowe w wysokości 17,70 zł/GJ, średni statystyczny użytkownik ciepła z kogeneracji płaci za nie ok. 54 zł/GJ. Jest to wielkość konkurencyjna i atrakcyjna w stosunku do innych, indywidualnych form zaopatrzenia w ciepło.



Sektor czeka wiele wyzwań, takich jak dostosowanie do wymagań BREF-BAT czy innych regulacji środowiskowych. Przed miastami natomiast stoi wyzwanie w postaci poprawy jakości powietrza. Kogeneracja jest najlepszą technologią pozwalającą na likwidację smogu i powinna być trwałym elementem rozwoju nowoczesnych, dbających o środowisko miast.

KOGENERACJA W POLITYCE POLSKI I UNII EUROPEJSKIEJ. ZINTEGROWANY PLAN NA RZECZ ENERGII I KLIMATU – POLITYKA ENERGETYCZNA POLSKI DO ROKU 2040

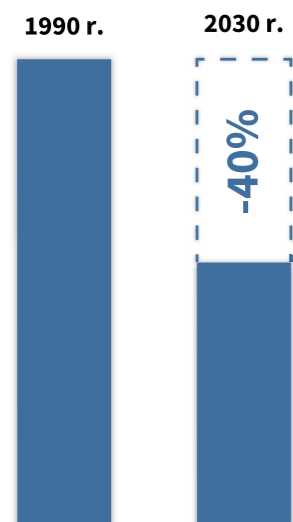


Małgorzata Mika-Bryska
Przewodnicząca Zespołu PTEZ ds. europejskiej polityki klimatyczno-energetycznej
Dyrektor ds. Regulacji i Relacji Publicznych
Veolia Energia Polska S.A.

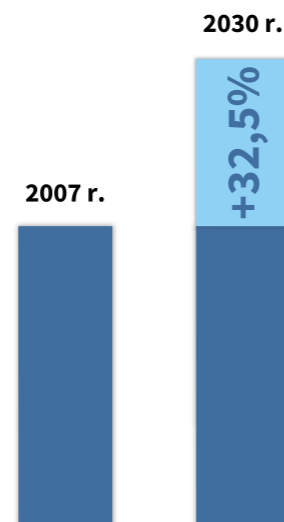
Pozytywny wpływ kogeneracji na poprawę jakości powietrza, obniżenie emisji gazów cieplarnianych, ograniczenie zużycia paliw i wzrost bezpieczeństwa energetycznego znajduje swoje odzwierciedlenie zarówno w unijnej polityce klimatycznej, jak i w krajowych przepisach prawnych oraz projektach dokumentów strategicznych: Polityce Energetycznej Polski do 2040 (PEP 2040) i Krajowym Planie na rzecz Energii i Klimatu na lata 2021-2030.

Rozwój kogeneracji przyczynia się do realizacji unijnych celów redukcji emisji CO₂ o 40% do 2030 r. i poprawy efektywności energetycznej o 32,5% do 2030 r. oraz zmniejszenia szkodliwego dla zdrowia mieszkańców Polski smogu.

REDUKCJA EMISJI CO₂ DO 2030 r.



POPRAWA EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ DO 2030 r.



ZNACZENIE ROZWOJU KOGENERACJI

Dyrektywa 2004/8/WE z 11.02.2004r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii wyraźnie wskazała, że „Promowanie wysokowydajnej kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe stanowi priorytet Wspólnoty ze względu na związane z nią potencjalne korzyści w zakresie oszczędzania energii pierwotnej, unikania strat sieciowych oraz ograniczania emisji szkodliwych substancji, w szczególności gazów cieplarnianych. Ponadto, efektywne użytkowanie energii poprzez kogenerację może wpłynąć pozytywnie na bezpieczeństwo dostaw energii oraz konkurencyjność Unii Europejskiej i jej Państw Członkowskich. Należy zatem podjąć środki, które zapewnią lepsze wykorzystanie potencjału kogeneracji w ramach wewnętrznego rynku energii”.

Powyższa ocena kogeneracji była kontynuowana m.in. w **dyrektywie o efektywności energetycznej (EED) 2012/27/WE z 25.10.2012r.**, która uznała kogenerację za jedną z ważnych technologii wspierających efektywność energetyczną: „Wysokosprawna kogeneracja oraz stosowanie systemów ciepłowniczych i chłodniczych mają znaczny potencjał w zakresie oszczędności energii pierwotnej, który jest w Unii w dużym stopniu niewykorzystywany. Państwa członkowskie powinny przeprowadzić kompleksową ocenę potencjału wysokosprawnej kogeneracji oraz stosowania systemów ciepłowniczych i chłodniczych.” Z kolei w nowelizacji dyrektywy EED 2018/2002 z 11.12.2018 r. podkreślono, iż „Państwa członkowskie i strony zobowiązane powinny wykorzystać wszystkie dostępne środki i technologie dla uzyskania rocznych oszczędności energii w wysokości 0,8% łącznie z promowaniem efektywnych systemów ciepłowniczych”, do których zaliczają się również systemy ciepłownicze, w których co najmniej 75% energii pochodzi z kogeneracji.

Z kolei znowelizowana **dyrektywa w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (RED II) 2018/2001 z 11.12.2018 r.** w art. 15.5 powiązany ze standardami energetycznymi budynków odnosi się do nowej metodologii (zawartej w dyrektywie o charakterystyce energetycznej budynków - EPBD) obliczania minimalnego poziomu energii z OZE w nowych budynkach oraz w budynkach podlegających renowacji: „Państwa członkowskie wprowadzają w swoich przepisach i kodeksach prawa budowlanego odpowiednie środki służące zwiększeniu udziału energii ze źródeł odnawialnych w sektorze budownictwa. Przy ustanawianiu tych środków lub systemów wsparcia, Państwa członkowskie mogą uwzględnić środki krajowe związane ze znacznym wzrostem wydajności energetycznej i kogeneracją”.

KRAJOWE DOKUMENTY STRATEGICZNE

Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. (projekt) wskazuje osiem strategicznych kierunków długookresowych działań, w tym Kierunek 7: Rozwój ciepłownictwa i kogeneracji jako efektywnego instrumentu poprawy jakości powietrza i efektywności energetycznej. W dokumencie potwierdzono utrzymanie finansowego systemu wsparcia dla produkcji energii elektrycznej w kogeneracji oraz zapowiedziano dostosowanie ram prawnych w celu wsparcia transformacji ciepłownictwa systemowego w kierunku efektywnych systemów ciepłowniczych. Kierunek 7 jest powiązany w szczególności z Kierunkiem 1: Optymalne wykorzystanie krajowych źródeł energii i Kierunkiem 8: Poprawa efektywności energetycznej, dając spójne odniesienie do przyjętej przez Radę Ministrów w lutym 2017 r. Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do 2020 z perspektywą do 2030 r. i do unijnych ram prawnych w zakresie klimatu i energii, w tym w szczególności do pakietu legislacyjnego „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” (tzw. **Pakiet zimowy**).

Ministerstwo Energii opracowało także **projekt „Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030” (KPEiK), którego przygotowanie w terminie do końca 2019 r. wynika z obowiązku** nałożonego na państwa członkowskie Unii Europejskiej rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie

klimatu. Kogeneracja i jej znaczący, pozytywny wpływ na realizację pięciu wymiarów unii energetycznej został odzwierciedlony w krajowych celach, politykach i działaniach, w tym m.in.:

- **w wymiarze „efektywność energetyczna”** – rozwój ekologicznych i efektywnych systemów ciepłowniczych (w tym uciepłownienie elektrowni) i rozwój produkcji ciepła w kogeneracji: „Polska posiada potencjał znacznego zwiększenia produkcji ciepła w kogeneracji dzięki zamianie kotłów ciepłowniczych na źródła kogeneracyjne. Zwiększenie wykorzystania potencjału wysokosprawnej kogeneracji przyczyni się do dalszej poprawy efektywności wykorzystania pierwotnych nośników energii, redukcji emisji CO₂ oraz zmniejszeniu surowcochłonności krajowej gospodarki”;
- **w wymiarze „obniżenie emisyjności”** – likwidacja zjawiska tzw. niskiej emisji m.in. poprzez budowę instalacji do produkcji energii z odnawialnych źródeł energii lub instalacji wysokosprawnej kogeneracji.

Prace nad ww. dokumentami nadal trwają i zapisy mogą ulec zmianie, niemniej należy oczekiwać, że znaczenie kogeneracji i ciepła systemowego w systemie energetycznym Polski pozostanie wyeksponowane.

Krajowe i unijne ramy polityki energetyczno-klimatycznej, w tym w szczególności przepisy prawne i systemy wsparcia, powinny przyczynić się do rozwoju wysokosprawnej kogeneracji w Polsce. Należy także mieć na uwadze, że sposób wdrożenia przez Polskę dyrektyw: ETS, EED, RED II i EPBD będzie miał istotny wpływ na **efektywną kosztowo realizację celów** w odniesieniu do poprawy jakości powietrza, redukcji emisji CO₂, wzrostu OZE w miksie energetycznym i oszczędności energii **oraz na znaczące miejsce w systemie elektroenergetycznym i ciepłowniczym dla źródeł kogeneracyjnych.**

MECHANIZMY WSPARCIA ROZWOJU KOGENERACJI



Arkadiusz Szymański
Przewodniczący Zespołu PTEZ ds. mechanizmów wsparcia
Dyrektor Departamentu Regulacji i Pomocy Publicznej
PGE Energia Ciepła S.A.

Kogeneracja jest najbardziej efektywnym sposobem wytwarzania energii – zarówno z powodu oszczędności paliwa pierwotnego i efektywności energetycznej, jak i ze względów środowiskowych. Charakterystyka pracy w kogeneracji (zmienne zapotrzebowanie na ciepło) powoduje jednak, że wymaga ona odpowiedniego wsparcia. Zalety i rola kogeneracji w systemie energetycznym zostały dostrzeżone i docenione, co zaowocowało wprowadzeniem systemu wsparcia.

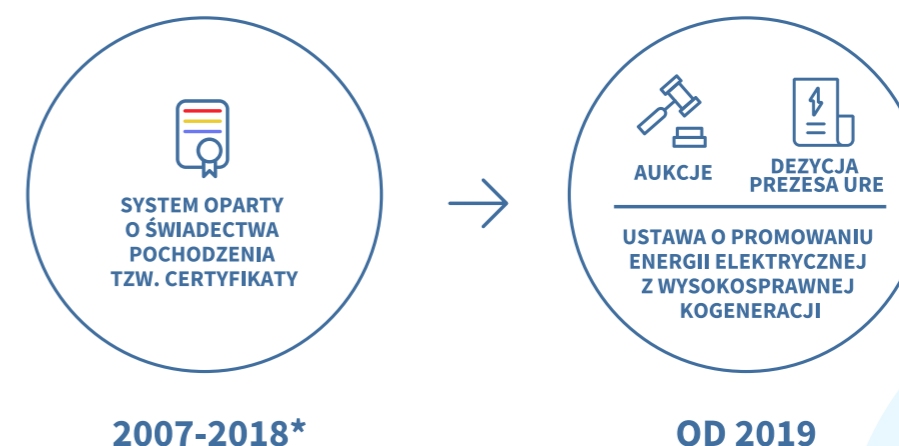
ROZWÓJ KOGENERACJI WYMAGA SYSTEMÓW WSPARCIA

Pierwszym systemem wsparcia kogeneracji opartym o świadectwa pochodzenia (tzw. certyfikaty) był system wsparcia operacyjnego wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, w którym poziom wsparcia uzależniony był od wielkości produkcji. System ten zaczął działać w 2007 r. i, z przerwą od 1 stycznia 2013 r. do 30 kwietnia 2014 r., funkcjonował do końca 2018 r.

Aby jednak zapewnić stabilność wsparcia oraz długoterminowe planowanie działań inwestycyjnych w obszarze wysokosprawnej kogeneracji, niezbędne było podjęcie odpowiednich środków. Ich celem miało być stymulowanie inwestycji w nowe jednostki kogeneracji oraz modernizację istniejących, w okresie niezbędnym do zwrotu poniesionych nakładów inwestycyjnych.

WYZWANIA RYNKOWE I OCZEKIWANIA SPOŁECZNE

Co więcej, problem z jakością powietrza i smog, zbyt mały odsetek efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych, a przy tym duży potencjał rozwoju kogeneracji w Polsce spowodowały, że zapadła decyzja o wprowadzeniu nowoczesnego oraz długoterminowego systemu wsparcia kogeneracji, uwzględniającego nowe zasady przyznawania pomocy publicznej.



*przerwa w funkcjonowaniu systemu w okresie od 1 stycznia 2013 r. do 30 kwietnia 2014 r.

Skutkiem było uchwalenie pod koniec 2018 r. ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (tzw. ustawy CHP).

15 kwietnia 2019 r. Komisja Europejska zatwierdziła dla Polski nowy system wsparcia wysokosprawnej kogeneracji; wydanie pozytywnej decyzji pozwala objąć wsparciem energię elektryczną wytworzoną w wysokosprawnej kogeneracji od 1 stycznia 2019 r., czyli będzie ono płynnie kontynuowane po zakończeniu poprzedniego systemu (dla podmiotów spełniających nowe ustawowe wymagania).

Do ustawy zostały również wydane stosowne akty wykonawcze (rozporządzenia), system może zatem już w pełni zacząć działać.

KOGENERACJA Z SOLIDNYM WSPARCIEM

Nowa ustawa proponuje mechanizm, który ma stanowić przede wszystkim zachętę do budowy jednostek kogeneracji, ich modernizacji oraz utrzymywania produkcji energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji w istniejących jednostkach. Wsparcie będzie przysługiwało jednostkom, dla których jednostkowy wskaźnik emisji CO₂ (EPS) będzie wynosił maksymalnie 450 kg/MWh wytwarzanej energii (elektrycznej i ciepłej łącznie).

Przedmiot wsparcia stanowić będzie energia elektryczna z wysokosprawnej kogeneracji (CHP), wytworzona, wprowadzona do sieci i sprzedana (obowiązek sprzedaży i wprowadzania energii do sieci nie dotyczy jednostek o mocy poniżej 1MW). Będzie ono zależne od skali zasilania publicznej sieci ciepłowniczej.

Tabela 1. Formy wsparcia

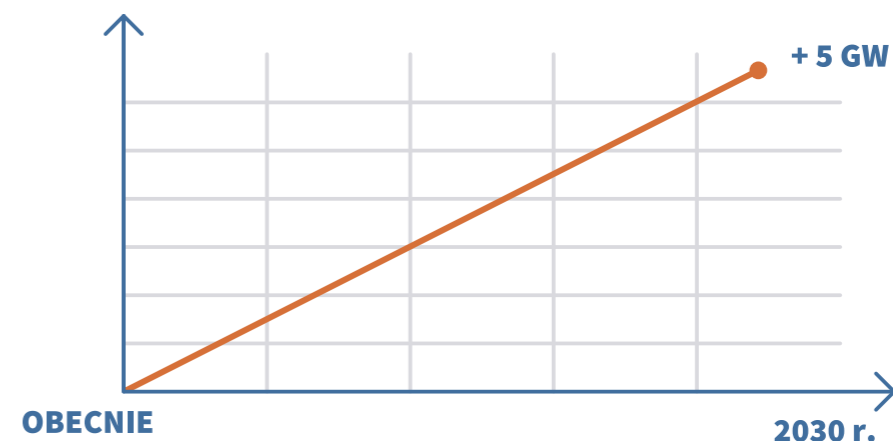
	Mała: poniżej 1 MW	1–50 MW	50–300 MW	>300 MW
Istniejąca	Premia gwarantowana	Premia gwarantowana	Premia gwarantowana indywidualna	Indywidualna notyfikacja
Zmodernizowana			Premia gwarantowana	
Znacznie zmodernizowana		Aukcja na premię kogeneracyjną	Nabór na premię kogeneracyjną indywidualną	
Nowa		Aukcja na premię kogeneracyjną	Nabór na premię kogeneracyjną indywidualną	

NOWY A POPRZEDNI SYSTEM WSPARCIA

Warto również zwrócić uwagę, że nowy system wsparcia został inaczej skonstruowany niż poprzedni. Dotychczasowy mechanizm oparty był na świadectwach pochodzenia, które przyznawano każdemu wytwórcy (z podziałem na rodzaje paliwa), jednakże bez względu na etap zaawansowania inwestycyjnego czy – co do zasady – moc zainstalowaną. Znaczenie miała wówczas wytworzona w kogeneracji megawatogodzina energii elektrycznej.

Nowy system jest bardziej złożony, ale przez to bardziej dostosowany do potrzeb. Rozróżnia on jednostki nie tylko w zależności od rodzaju paliwa, ale będzie kierował zarówno inny strumień jak i inny typ wsparcia do jednostek na różnym etapie zaawansowania inwestycyjnego („istniejąca”, „modernizowana”, „znacznie modernizowana”, „nowa jednostka”) oraz z istotnym podziałem na koszyki mocowe – w zależności od mocy zainstalowanej elektrycznej (do 1 MW, 1–50 MW, 50–300 MW i powyżej 300 MW).

Podsumowując, należy stwierdzić, że nowy system wsparcia ma przynieść rozwój kogeneracji i ciepła systemowego w Polsce. Prognozując skutki regulacji, ustawodawca przewiduje do 2030 r. przyrost nowych mocy elektrycznych w jednostkach kogeneracyjnych w wysokości 5 GW. Widać zatem, że w Polsce istnieje bardzo duży potencjał rozwoju tego segmentu energetyki.



PODSUMOWANIE

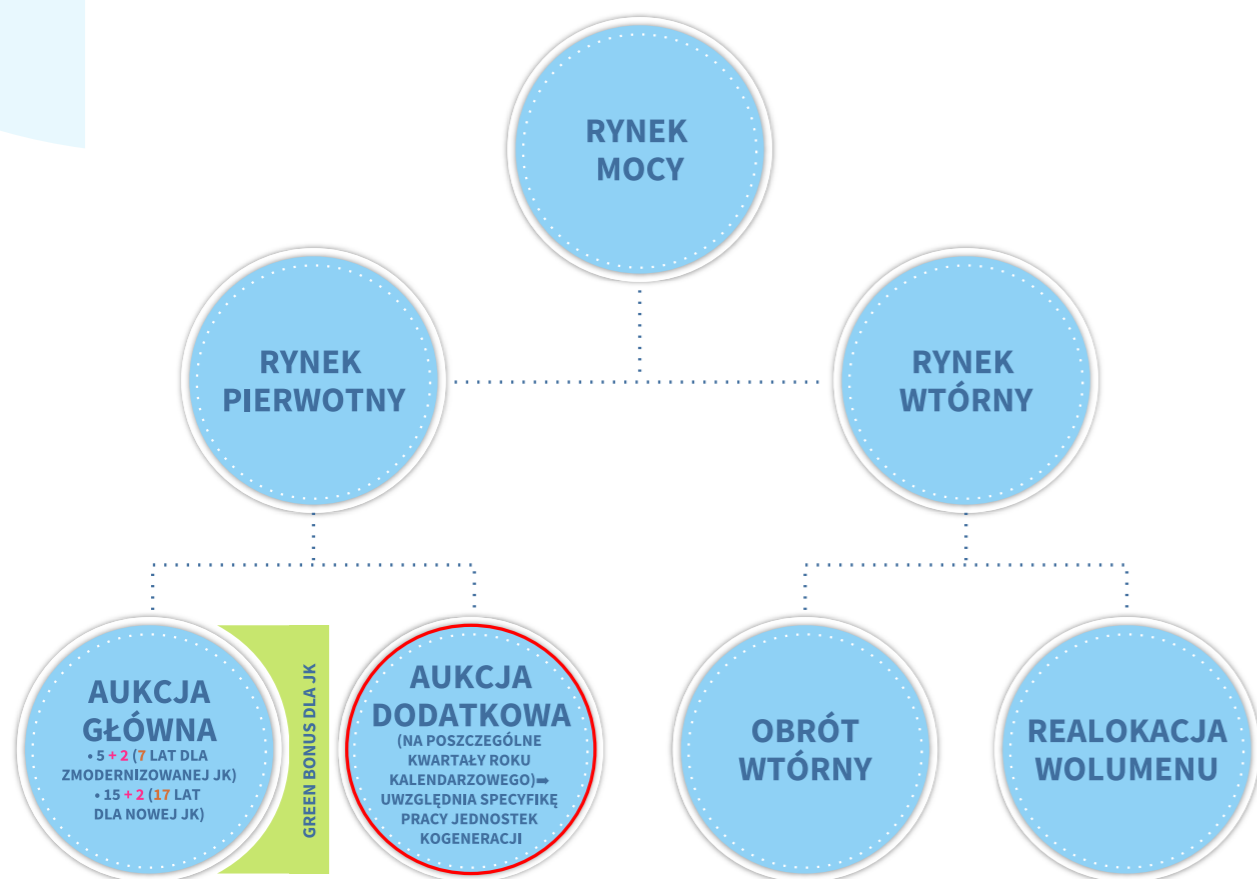
1. Duży potencjał rozwoju kogeneracji w Polsce – ustawa zakłada, że do 2030 r. powstanie nowych 5 GW mocy nowych jednostek kogeneracji.
2. Silny impuls inwestycyjny, zarówno jeżeli chodzi o budowę nowych źródeł, jak i modernizację istniejących.
3. Zgodnie z OSR w latach 2019–2047 planowane jest łączne wsparcie na poziomie ok. 35 mld zł.
4. Nowy system wsparcia będzie stanowił znaczące uzupełnienie realizowanych inicjatyw dotyczących walki z tzw. niską emisją, co doskonale wpisuje się w założenia rządowego programu Czyste powietrze.
5. Wskutek działania nowego systemu wsparcia wzrośnie liczba efektywnych systemów ciepłowniczych w Polsce; pozwoli to na dostęp tych systemów do środków pomocowych z funduszy UE (tylko systemy efektywne mogą korzystać z funduszy europejskich).
6. Kogeneracja ze względu na wysoką efektywność i znaczącą redukcję emisji CO₂ jest dostrzegana i doceniana również w prawodawstwie europejskim (tzw. pakiet zimowy; pozytywna ocena Komisji Europejskiej).

MECHANIZM RYNKU MOCY – ROZWIĄZANIA WSPIERAJĄCE KOGENERACJĘ

Mechanizm rynku mocy został wprowadzony ustawą z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy. Jest to mechanizm wsparcia elektrowni, lecz miejsce mogą w nim znaleźć również elektrociepłownie (jednostki kogeneracji), dla których przewidziano pewne udogodnienia.

Co do zasady, rynek mocy opiera się o aukcje mocy główne (roczne), na których oferowane są obowiązki mocowe (gotowość do dostarczania określonej ilości mocy) na cały rok. Elektrociepłownie pracują jednak tak, że inne poziomy mocy mogą zaoferować w okresie zimowym, a inne w okresie letnim (przy znacznie mniejszym zapotrzebowaniu na ciepło spada potencjał wytwórczy).

MECHANIZM RYNKU MOCY



Mając to na względzie, ustawodawca przewidział dla tego typu jednostek specjalny typ aukcji mocy – aukcje dodatkowe, w których okresem dostaw jest kwartał roku kalendarzowego. Rozwiązanie takie pozwala elektrociepłowniom oferować swoją moc przy uwzględnieniu charakterystyki sezonowego wytwarzania. Jego uzupełnieniem jest możliwość oferowania przez jednostki kogeneracji swojej mocy zarówno na aukcjach głównych, jak i aukcjach dodatkowych na ten sam rok dostaw, której nie mają inne jednostki uczestniczące w rynku mocy.

Drugim ważnym rozwiązaniem na rynku mocy stworzonym z myślą o elektrociepłowniach jest *green bonus*, czyli możliwość zawarcia kontraktu mocowego wydłużonego odpowiednio o 2 lata w stosunku do standardu (7 lat dla jednostek zmodernizowanych oraz 17 lat dla jednostek nowych).

Dotyczy ona jednostek kogeneracji, które spełniają dwa warunki:

1. wskaźnik emisyjności nie jest większy niż 450 kg/MWh wytwarzanej energii elektrycznej i ciepła (łącznie);
2. co najmniej połowa wytworzonego ciepła dostarczana jest do systemu ciepłowniczego, w którym nośnikiem ciepła jest gorąca woda.

Podsumowując, rynek mocy jest drugim obok dedykowanego systemu wsparcia mechanizmem wspierającym jednostki kogeneracji, który przewiduje pewne rozwiązania uwzględniające charakterystykę pracy tych jednostek. Warto również wspomnieć, że mechanizmy te nie są konkurencyjne (nie wykluczają się). W przepisach odpowiednio zaprojektowano wzajemne relacje pomiędzy oboma mechanizmami, tzn. w obydwu systemach można uczestniczyć z zachowaniem reguł kumulacji pomocy publicznej.

WSPARCIE FINANSOWE DLA KOGENERACJI



Agata Kurcewicz
Przewodnicząca Zespołu PTEZ ds. pomocy publicznej
Zastępca Dyrektora ds. Pomocy Publicznej
PGE Energia Ciepła S.A.

Wsparcie inwestycji w zakresie działań związanych z rozwojem kogeneracji stanowią środki krajowe i europejskie. Dostępne są one w ramach programów dystrybuowanych na poziomie:

1. krajowym (Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko, środki własne Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej),
2. regionalnym (regionalne programy operacyjne czy środki własne Wojewódzkich Funduszy Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej).

WSPARCIE ZE ŚRODKÓW KRAJOWYCH A PERSPEKTYWA FINANSOWA 2014-2020 ORAZ ŚRODKI KRAJOWE

Na poziomie krajowym i regionalnym dofinansowanie udzielane jest na budowę nowych lub modernizację istniejących jednostek wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w wysokosprawnej kogeneracji.

Wśród potencjalnych beneficjentów wsparcia, są m.in. przedsiębiorcy, podmioty świadczące usługi publiczne w ramach realizacji obowiązków własnych jednostek samorządu terytorialnego niebędące przedsiębiorcami, spółdzielnie mieszkaniowe.

O wyborze programu decyduje moc źródła czy rodzaj paliwa. Przykładowo, ze środków funduszy europejskich wyłączone są inwestycje na rzecz redukcji emisji gazów cieplarnianych pochodzących z listy działań wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE. Zaliczają się tu m.in. instalacje spalania paliw o całkowitej nominalnej mocy cieplnej przekraczającej 20 MW – z wyjątkiem tych wykorzystujących biomasę oraz instalacje spalania odpadów niebezpiecznych lub komunalnych.

Oznacza to, że ze środków Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko nie sfinansujemy budowy instalacji kogeneracyjnej o mocy powyżej 20 MW, wykorzystującej jako paliwo gaz ziemny. Jednocześnie inwestycje poniżej 1 MW kwalifikują się do wsparcia w ramach regionalnych programów operacyjnych.

Premiowane są projekty o:

1. najwyższym poziomie gotowości inwestycji do realizacji, tzn. takie, które w momencie aplikowania o środki posiadają np. projekt budowlany, pozwolenie na budowę, udokumentowane prawo do dysponowania gruntami;
2. największym potencjale redukcji CO₂ na jednostkę dofinansowania, umożliwiające także największą redukcję emisji pyłów do powietrza.

Co ważne, w zależności od źródła finansowania różna jest forma i poziom wsparcia. Maksymalny poziom dofinansowania dla inwestycji związanych z budową czy modernizacją jednostek kogeneracyjnych wynosi:

1. w przypadku środków unijnych do 85% kosztów kwalifikowanych¹ w formie dotacji;
2. w przypadku środków krajowych do 85% kosztów kwalifikowanych w formie pożyczki.

Działania, na które przewidziane jest dofinansowanie, obejmują:

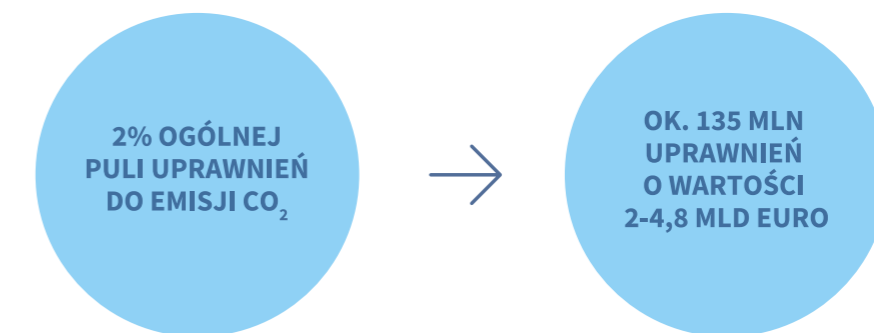
1. budowa nowych lub zwiększenie mocy (w wyniku rozbudowy lub przebudowy) istniejących jednostek wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w technologii wysokosprawnej kogeneracji w jednostkach kogeneracji;
2. przedsięwzięcia realizowane w istniejącym przedsiębiorstwie lub zakładzie dotyczące budowy lub przebudowy jednostek wytwórczych wraz z podłączeniem ich do sieci dystrybucyjnej bądź przesyłowej, w których do produkcji energii używa się:
 - energii ze źródeł odnawialnych,
 - ciepła odpadowego,
 - ciepła pochodzącego z kogeneracji.

PERSPEKTYWA FINANSOWA 2021–2027

Założenia umowy partnerstwa poprzedzają sformułowanie i przyjęcie przez rząd założeń dotyczących zasad i obszarów wsparcia w ramach nowej perspektywy finansowej. Wśród działań priorytetowych w ramach Celu Polityki 2 – bardziej przyjazna dla środowiska bezemisyjna Europa (*greener, carbon free Europe*) – wskazano m.in. wymianę lub modernizację nieefektywnych źródeł ciepła opartych o paliwa stałe, jak również budowę i modernizację źródeł systemowych w kierunku zwiększenia ich sprawności, w tym źródeł kogeneracyjnych i trigeneracyjnych.

Obecnie trwają intensywne prace nad finalizacją założeń na poziomie krajowym, które następnie podlegać będą negocjacji z Komisją Europejską. Wypracowane konkluzje stanowiąc będą podstawę dalszych prac nad zapisami umowy, a w konsekwencji programami operacyjnymi, które zostaną uruchomione w nowej perspektywie.

FUNDUSZ MODERNIZACYJNY



W latach 2021–2030 Fundusz Modernizacyjny będzie korzystał ze środków pozyskanych dzięki sprzedaży 2% ogólnej puli uprawnień do emisji CO₂, ok. 135 mln uprawnień o wartości (w zależności od popytu na uprawnienia do emisji i ich cen rynkowych, a także wahań kursów walut) 2–4,8 mld euro. Jest to nowy

¹ Konieczność uwzględnienia kosztów inwestycji referencyjnej.

instrument wspierania modernizacji systemu energetycznego i poprawy efektywności energetycznej w krajach UE, gdzie PKB per capita jest niższe niż 60% średniej dla całej UE w 2013 r. Celem Funduszu Modernizacyjnego jest finansowanie modernizacji systemów energetycznych i poprawa efektywności energetycznej.

Mając na uwadze kierunki polityki klimatyczno-energetycznej UE, środki powinny wspierać głównie inwestycje wpisujące się w cele Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu na lata 2021–2030, w tym m.in. budowę i modernizację jednostek wytwórczych w sektorze energetycznym.

Za obsługę projektów finansowanych ze środków Funduszu Modernizacyjnego ma być odpowiedzialny Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

FUNDUSZ CELOWY NA MODERNIZACJĘ SEKTORA ENERGETYCZNEGO

Zakłada się, że z przychodów ze sprzedaży puli ok. 275 mln EUAs ma zostać utworzony krajowy fundusz celowy na modernizację sektora energetycznego, który ma podlegać Ministrowi Energii. Dodatkowo, w latach 2020–2021 na inwestycje w sektorze energetycznym przeznaczone będą przychody ze sprzedaży 30 mln EUAs niewykorzystanych w obecnym okresie rozliczeniowym.

KRAJOWY SYSTEM ZIELONYCH INWESTYCJI

Zgodnie z przepisami Rozporządzenia Ministra Energii z dnia 30 sierpnia 2019 r. w sprawie rodzajów programów i projektów przeznaczonych do realizacji w ramach Krajowego systemu zielonych inwestycji, wspierane będą m.in. inwestycje w jednostki kogeneracji wytwarzające energię elektryczną i ciepło użytkowe w wysokosprawnej kogeneracji – programy i projekty służące budowie jednostek kogeneracji, dostosowaniu istniejących jednostek wytwórczych energii elektrycznej do pracy w kogeneracji lub dostosowaniu istniejących jednostek kogeneracji do niskoemisyjnej i elastycznej pracy z uwzględnieniem zasad zrównoważonego rozwoju.

FUNDUSZE NORWESKIE²

Podobnie jak w poprzednich latach, Polska pozostaje największym beneficjentem tych środków. W obszarze wsparcia energia odnawialna, efektywność energetyczna, bezpieczeństwo energetyczne (w ramach Programu Środowisko, Energia i Zmiany Klimatu) uwzględniono rozwój wysokosprawnej kogeneracji przemysłowej i zawodowej. Najprawdopodobniej wspierane będą jedynie małe instalacje.

Konkursy zaplanowano na początek 2020 r. Zakłada się, że środki wypełnią lukę w preferencyjnym finansowaniu ze środków unijnych, jaka pojawi się pomiędzy z kończącą się perspektywą finansową 2014–2020 a przygotowywaną nową perspektywą na lata 2021–2027.

² Mechanizm Finansowy Europejskiego Obszaru Gospodarczego (MF EOG) oraz Norweski Mechanizm Finansowy (NMF).

KOGENERACJA A OCHRONA ŚRODOWISKA



Stanisław Błach
Przewodniczący Zespołu PTEZ ds. ochrony środowiska
Doradca Zarządu ds. Polityki Energetycznej
Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA S.A.

Krajowe źródła kogeneracyjne w ciepłownictwie, od czasu wstąpienia Polski do Unii Europejskiej, podlegają i podlegają wymaganiom w zakresie ochrony środowiska, a szczególnie ochrony powietrza, gleby, wody, zawartym w licznych dyrektywach unijnych transponowanych do prawodawstwa krajowego oraz rozporządzeń i decyzji Komisji Europejskiej.

OCHRONA POWIETRZA

Duże źródła spalania

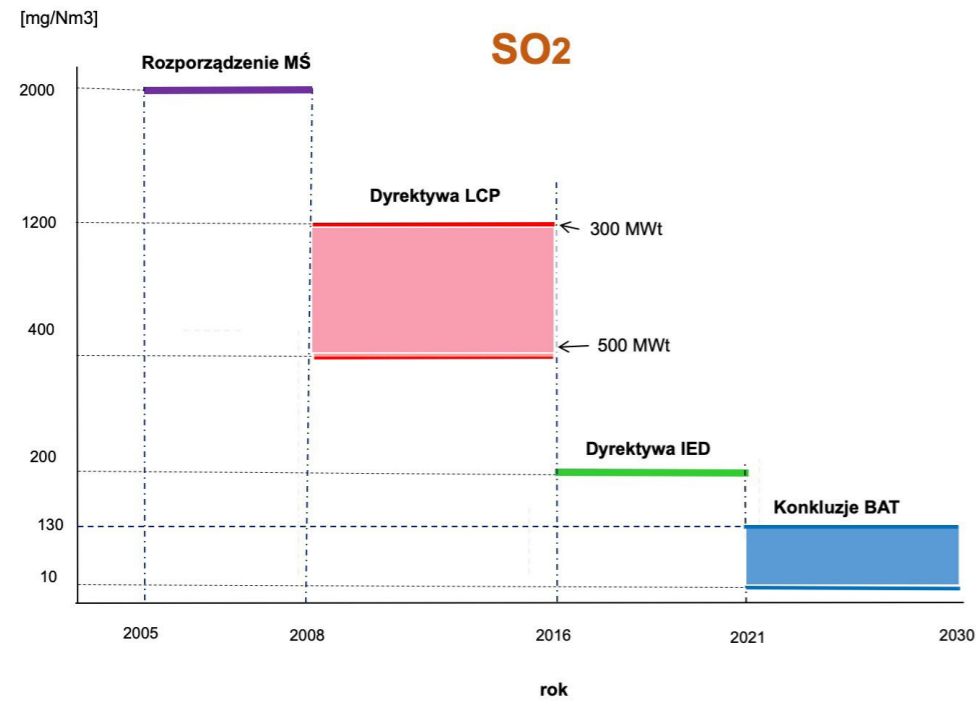
Źródła kogeneracyjne o mocy cieplnej w paliwie >50 MWt zaliczane są do grupy dużych źródeł spalania. Objęte zostały one regulacjami dyrektywy unijnej dla dużych źródeł spalania (LCP) z 2001 r. w zakresie standardów (stężeń) emisji SO₂, NOx i pyłu. Dla źródeł definiowanych jako istniejące (które uzyskały pozwolenia na eksploatację przed 1 lipca 1987 r.) wymagania emisyjne tej dyrektywy zaczęły obowiązywać od 2008 r. Kolejne zaostrzenia emisyjne dla tej grupy źródeł w zakresie emisji SO₂, NOx i pyłu wprowadzono dyrektywą o emisjach przemysłowych (IED) z 2010 r. Dla źródeł istniejących (które uzyskały pozwolenie na eksploatację przed 7 stycznia 2013 r.) wymagania emisyjne tej dyrektywy zaczęły obowiązywać od 2016 r.

Prowadzone na poziomie Unii Europejskiej w latach 2011–2017 prace nad dokumentem dotyczącym najlepszych dostępnych technik dla dużych źródeł spalania (BAT LCP) zaowocowały przyjęciem w lipcu 2017 r. przez Komisję Europejską decyzji wykonawczej ustanawiającej konkluzje BAT LCP. Stanowią one kolejne zaostrzenie wymagań emisyjnych w zakresie SO₂, NOx i pyłu oraz wprowadzają wymagania emisyjne, dotyczące Hg, HCL, HF i NH₃. Wymagania wynikające z konkluzji BAT staną się obligatoryjne od sierpnia 2021 r. Zarówno w obu wymienionych dyrektywach, jak i w konkluzjach BAT, wymagania emisyjne są zróżnicowane ze względu na moc źródła (im wyższa moc, tym bardziej rygorystyczne wymagania).

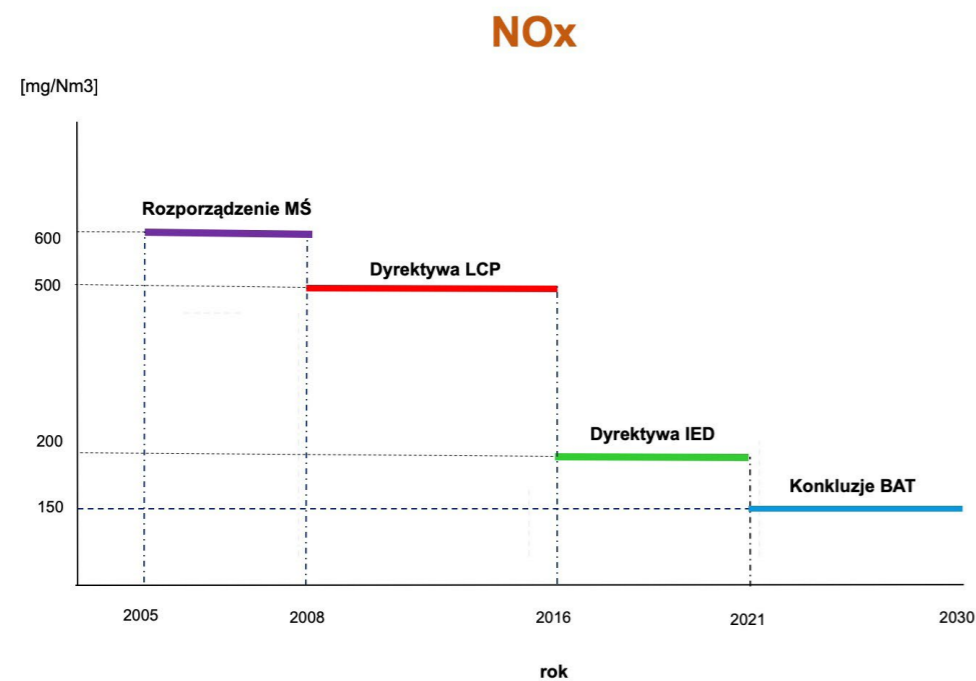
Bardziej rygorystyczne są także wymagania dla źródeł definiowanych jako nowe. Dodatkowo na poziomie dyrektywy IED wprowadzono zasadę rozliczania emisji na „wspólnym kominie” – stosowaną w przypadku podłączenia kilku kotłów do jednego komina i sumowania ich mocy. Ta zasada implikuje również zwiększenie wymagań emisyjnych.

Poniższy wykres pokazuje, jako przykład, skalę zaostrzeń standardów emisyjnych wprowadzonych wymienionymi regulacjami dla źródeł istniejących węglowych o mocy w paliwie >300 MWt.

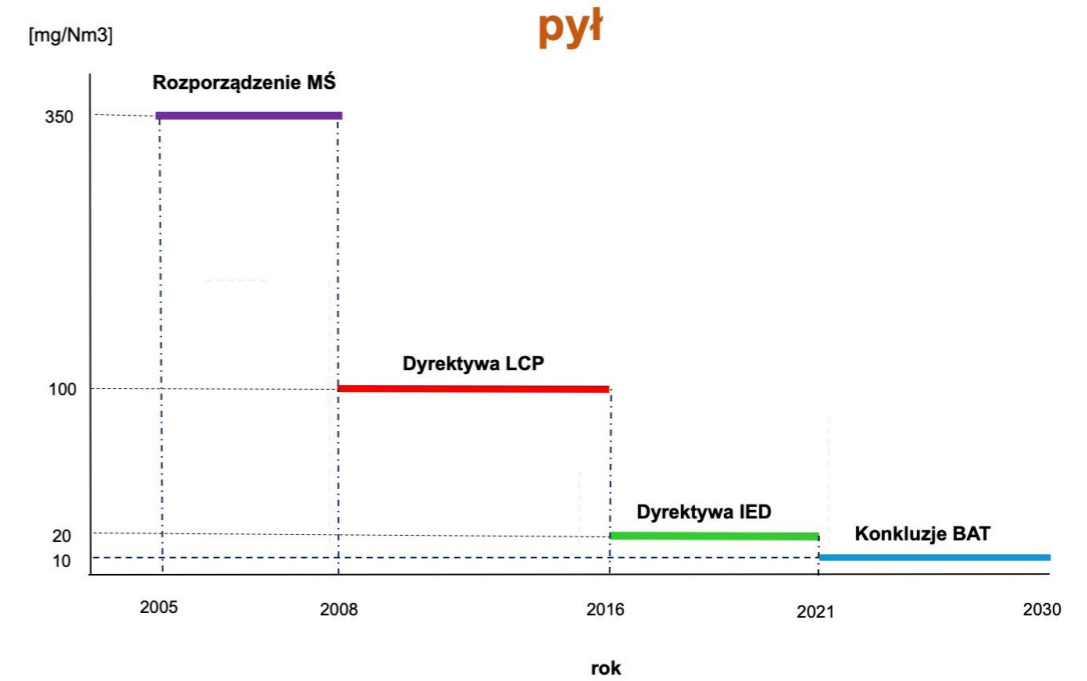
Wykres 1. Standardy emisyjne dla dwutlenku siarki (SO₂)



Wykres 2. Standardy emisyjne dla tlenków azotu (NO_x)



Wykres 3. Standardy emisyjne dla pyłu



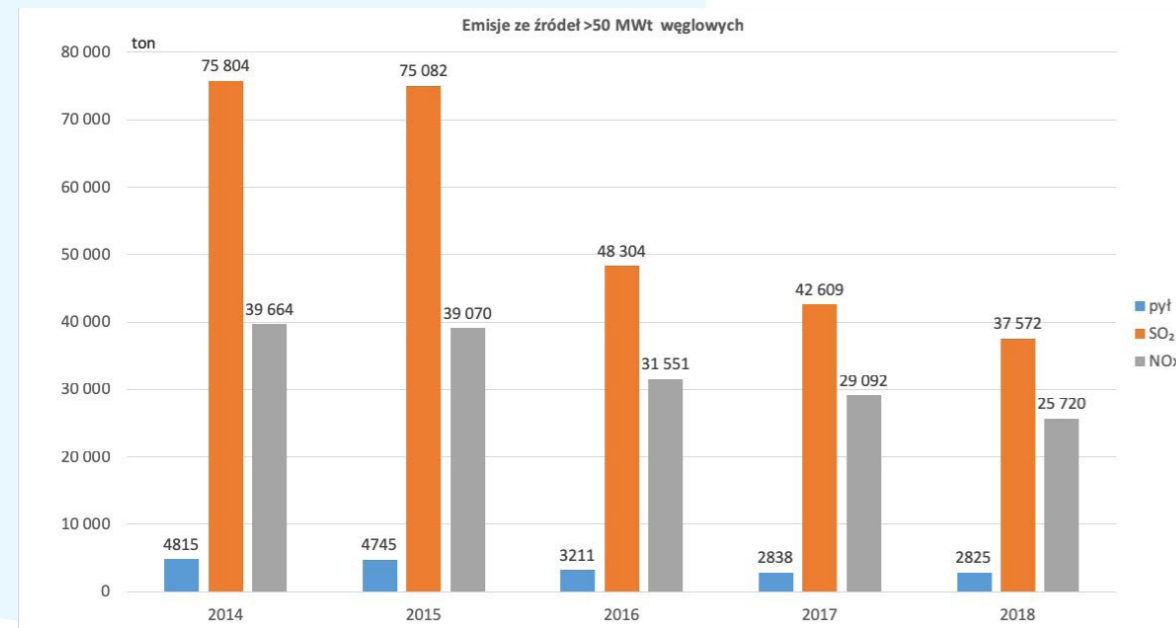
INWESTYCJE W ZAKRESIE OCHRONY POWIETRZA

W odniesieniu do źródeł kogeneracyjnych, które musiały zostać dostosowane do wymagań dyrektywy LCP z 2001 r., przyjęto strategię stosowania węgla niskosiarkowego, a w zakresie NO_x wprowadzania metod pierwotnych odazotowania spalin. W wielu przypadkach dokonano zmiany paliwa węglowego na gaz ziemny, a także wprowadzono współspalanie biomasy.

Proces dostosowywania źródeł kogeneracyjnych do wymagań dyrektywy IED z 2010 r. prowadził już do budowy wysokosprawnych instalacji odsiarczania spalin, najczęściej instalacji wapniowych półsuchych i mokrych, a w zakresie NO_x budowy instalacji metod wtórnych (instalacji katalitycznych i niekatalitycznych). Ponownie zastępowano także węgiel gazem ziemnym.

Nakłady poniesione na działania dostosowawcze do wymagań dyrektyw IED poprzez budowę instalacji oczyszczania spalin w elektrociepłowniach zawodowych w okresie 2014–2018 r. wyniosły ok. 2 mld zł, z czego najwięcej wydatkowano na instalacje odsiarczania spalin. Działania te doprowadziły do znaczących redukcji emisji zanieczyszczeń, skalę tych redukcji w grupie źródeł >50 MWt węglowych zaprezentowano na poniższym wykresie.

Wykres. 4. Emisje do powietrza ze źródeł >50 MWt węglowych



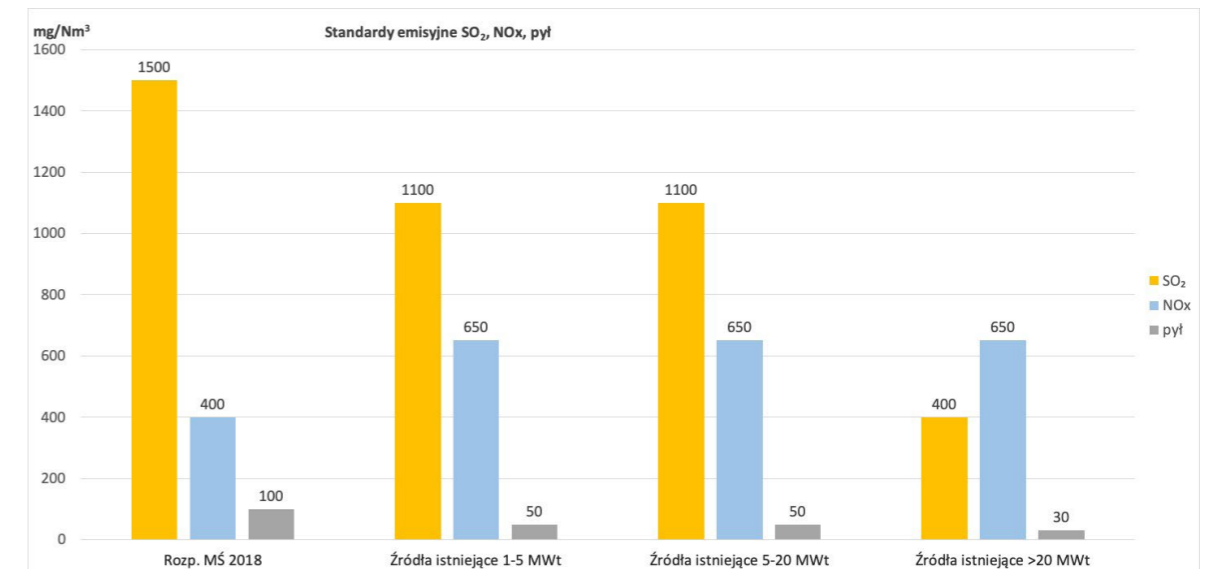
Trwa obecnie proces dostosowywania instalacji źródeł kogeneracyjnych do wymagań konkluzji BAT, który polega przede wszystkim na modernizacji istniejących instalacji oczyszczania spalin oraz budowie nowych w przypadkach, w których dotychczas korzystano z mechanizmu derogacyjnego w zakresie dyrektywy IED, a także na kolejnych wymianach jednostek węglowych na źródła kogeneracyjne gazowe. Nakłady na działania w grupie elektrociepłowni zawodowych w zakresie modernizacji i budowy nowych instalacji oczyszczania spalin tam, gdzie korzystano z derogacji od IED, szacowane są na ok. 4 mld zł (dane E&Y).

ŚREDNIE ŹRÓDŁA SPALANIA

Drugą grupą źródeł kogeneracyjnych w ciepłownictwie są źródła spalania paliw o mocy od 1 do 50 MWt. Grupa ta objęta została wymaganiami emisyjnymi ujednoliconymi na poziomie UE w zakresie standardów emisyjnych SO₂, NOx i pyłu w dyrektywie z 2015 r. o średnich źródłach spalania (MCP). Jej regulacje, dla źródeł definiowanych jako nowe, zaczęły obowiązywać od grudnia 2018 r., natomiast dla źródeł istniejących zaczną obowiązywać od 2025 r.

Poniższy wykres pokazuje stopień zaostrzenia wymagań emisyjnych dla źródeł istniejących w stosunku do obecnych wymagań z rozporządzenia Ministra Środowiska z 2018 r.

Wykres 5. Standardy emisyjne SO₂, NOx i pyłu dla średnich źródeł spalania wynikające z dyrektywy MCP



JAKOŚĆ POWIETRZA

W zakresie ochrony powietrza, oprócz dyrektyw bezpośrednio odnoszących się do źródeł spalania poprzez nałożenie standardów emisyjnych, ważną regulacją jest dyrektywa z 2008 r., w sprawie jakości powietrza i czystego powietrza dla Europy, tzw. CAFE, oraz dyrektywa z 2016 r. o krajowych pułapach emisyjnych (NEC). CAFE określa wymagania dla jakości powietrza na poziomie lokalnym i krajowym, a NEC wprowadziła znaczące zobowiązania redukcyjne krajowych emisji SO₂, NOx, pyłu PM 2.5, NH₃, NMVOC do 2030 r. – mowa o np. 70% redukcji emisji SO₂ w Polsce w stosunku do emisji z 2005 r. Źródła kogeneracyjne, które cechuje wysoka sprawność wykorzystania paliwa, są wyposażone w instalacje oczyszczania spalin, ponadto źródła węglowe mają kominy o wysokości powyżej 100 m, a źródła gazowe – ok. 60 m. Gwarantuje to duże rozproszenie spalin, źródła nie przyczyniają się więc do pogarszania jakości powietrza w lokalizacjach, w których się znajdują. Potwierdzają to analizy sporządzane na potrzeby uzyskania decyzji inwestycyjnych i decyzji na prowadzenie eksploatacji (pozwolenia zintegrowane). Na obszarach miejskich, gdzie prowadzone są procesy przyłączania odbiorców ciepła do sieci ciepłowniczych zasilanych ze źródeł kogeneracyjnych, wcześniej zasilanych z lokalnych kotłowni czy też korzystających z palenisk indywidualnych, najczęściej węglowych, można zaobserwować poprawę jakości powietrza.

GLEBA

Ochrona gleby przed skażeniem objęta jest przede wszystkim regulacjami dotyczącymi odpadów i ścieków. Kwestie środowiskowe związane z powstawaniem odpadów w procesie wytwarzania energii reguluje kilka dyrektyw unijnych. Ostatnią, z maja 2018 r., transponowano do prawodawstwa krajowego w ustawie o odpadach z lipca 2018 r. i jej nowelizacji z lipca 2019 r.

Źródła kogeneracyjne, w odniesieniu do których realizowane są procesy dostosowawcze do wymagań ochrony powietrza poprzez przechodzenie na paliwo gazowe, a także przez zwiększanie sprawności wytwarzania energii, znacząco zmniejszyły jednocześnie ilość wytwarzanych odpadów w procesie spalania węgla. Powstające popioły, uzyskujące status ubocznych produktów spalania, zagospodarowywane są natomiast szeroko w produkcji kruszyw, w drogownictwie, w produkcji cementu oraz materiałów budowlanych, do wypełniania wyrobisk górniczych i w rekultywacjach.

WODA

Kluczową regulacją na poziomie Unii Europejskiej dotyczącą wody jest ramowa dyrektywa wodna z 2000 r., ustanawiająca ramy wspólnotowego działania w dziedzinie polityki wodnej, a także kilka dyrektyw z nią związanych, które transponowane zostały do prawodawstwa krajowego przez ustawę – Prawo wodne. Kwestia zużycia czy poboru wody na cele wytwarzania energii i związane z tym opłaty stanowi coraz większe wyzwanie dla wytwórców energii.

W przypadku kogeneracji zasilającej systemy ciepłownicze ze stosowanymi głównie turbinami parowymi przeciwprężnymi, dolnym źródłem temperatury w obiegu termodynamicznym jest temperatura wody powrotnej, krążącej w układzie zamkniętym systemu ciepłowniczego. Zużycie wody związane jest w największym stopniu z potrzebą uzupełniania wody w sieci ciepłowniczej, wynikającą z jej awarii, nieszczelności czy prac serwisowych. Wskaźnik zużycia tej wody w odniesieniu do produkcji energii elektrycznej wynosi ok. 200–300 m³/GWh i jest ok. 5 razy niższy niż w przypadku elektrowni kondensacyjnych z chłodniami kominowymi.

W kontekście obserwowanych coraz częściej występujących i bardziej intensywnych problemów z suszą i zmniejszania się zasobów wodnych w Polsce ta cecha kogeneracji podnosi dodatkowo jej atrakcyjność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej.

ROZWÓJ KOGENERACJI. PLANOWANE INWESTYCJE

Dr hab. inż. Wojciech Bujalski
Profesor Politechniki Warszawskiej
Instytut Techniki Ciepłej
Wydział Mechaniczny Energetyki i Lotnictwa
Politechnika Warszawska



Obecnie postępująca transformacja branży energetycznej i ciepłownictwa jest efektem zmian prawnych, reakcją na oczekiwania społeczne obejmujące m.in. troskę o środowisko i ochronę klimatu, ale również odpowiedzią na rozwój technologiczny. Zmiany te nie omijają Polski i mają bezpośredni wpływ na funkcjonowanie podmiotów działających w sektorze energetycznym i ciepłownictwie.

U podstaw zmian w funkcjonowaniu krajowego systemu elektroenergetycznego i ciepłowniczego leży konieczność ciągłego rozwoju. Ma ona również niebagatelny wpływ na kogenerację jako istotny element krajowego rynku energii i ciepła.

Działania służące zmianom jednostek kogeneracyjnych można podzielić na dwa podstawowe obszary:

- modernizację istniejących elementów układów wytwórczych w celu zwiększenia efektywności wytwarzania, niezawodności i mocy zainstalowanej;
- budowę nowych mocy wytwórczych.

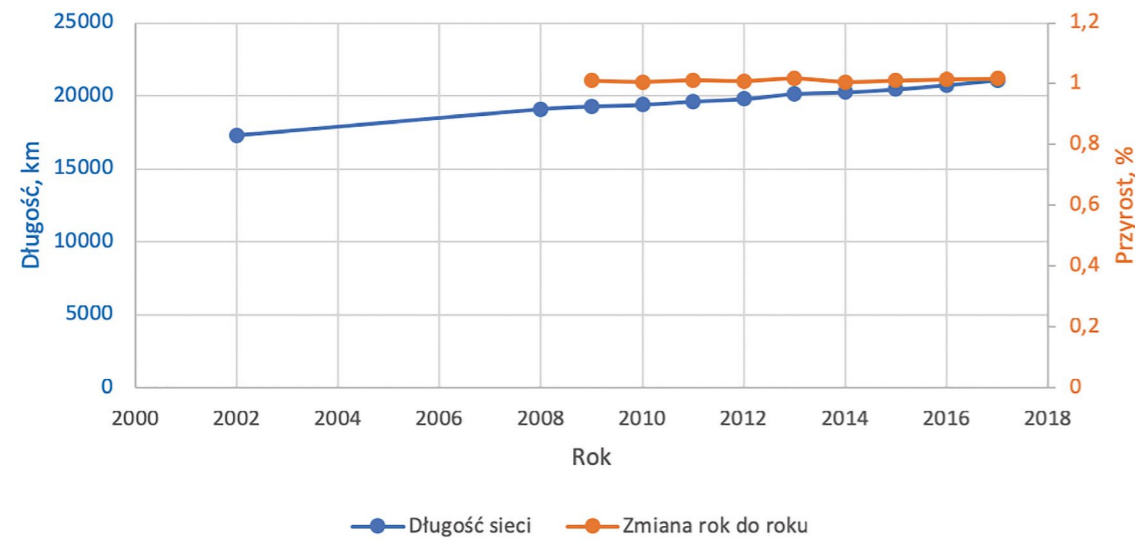
POSTĘPUJĄCA MODERNIZACJA

Pierwszy obszar działania jest procesem ciągłym związanym głównie z koniecznością utrzymania odpowiedniego stanu technicznego instalacji, zapewniającego jej niezawodność. Często w ramach tego typu działań następuje przyrost zdolności wytwórczych za sprawą zwiększenia mocy osiągalnej układu lub niezawodności.

NOWE INWESTYCJE

Najważniejszym elementem procesu rozwoju kogeneracji jest powstawanie nowych mocy wytwórczych. Podstawą możliwości budowy nowych mocy wytwórczych jest rynek ciepła, w tym przypadku rynek ciepła sieciowego. Zgodnie z obowiązującymi trendami zwiększania efektywności energetycznej, dotyczącymi również rynku ciepła, poprawiana jest efektywność użytkowania ciepła. W efekcie maleje zapotrzebowanie na ciepło poszczególnych odbiorców. Działania przedsiębiorstw ciepłowniczych, w większości obejmujące przyłączanie nowych odbiorców, pozwoliły zwiększyć zapotrzebowanie na ciepło lub przynajmniej utrzymać je na stałym poziomie. Dzięki temu można budować nowe moce w układach kogeneracyjnych. Na wykresie została przedstawiona zmiana długości sieci ciepłowniczej dla zobrazowania rozwoju systemów ciepłowniczych.

Wykres 1. Zmiana długości sieci ciepłowniczej w latach 2000–2018



Okres realizacji nowych inwestycji w układy kogeneracyjne, liczony od momentu podjęcia decyzji o konieczności budowy do momentu uruchomienia, trwa przeciętnie 2–4 lata. Obecnie etapy przygotowania wielu inwestycji w kraju są różne. Niektóre znajdują się dopiero w fazie planowania, inne w końcowej fazie realizacji.

Inwestycje te to kluczowe projekty realizowane w naszym kraju w obszarze kogeneracji. Jej rozwój osiągnął istotną skalę i w coraz większym stopniu będzie dotyczył małych systemów ciepłowniczych, które nie zostały przedstawione na rysunku.

Rozwój małych źródeł kogeneracyjnych będzie wynikał z dwóch istotnych przyczyn:

- od 2025 r. wejdą w życie nowe standardy dla wielu źródeł ciepłowniczych z zakresem mocy 5–50 MW w paliwie (obecnie są to w większości kotły opalane węglem);
- kogeneracja jest jednym z najtańszych ekonomicznie rozwiązań mogących pomóc osiągnąć efektywność systemom ciepłowniczym w rozumieniu dyrektywy o efektywności energetycznej.



KOGENERACJA A CZYSTE POWIETRZE W POLSCE



Zbigniew Kajdanowski
Przewodniczący Zespołu PTEZ ds. promocji kogeneracji
Zastępca Dyrektora Departamentu Komunikacji Korporacyjnej
PGE Energia Ciepła S.A.

Poprawa jakości powietrza w Polsce stała się priorytetem oraz istotnym przedmiotem debaty publicznej. Równocześnie znacznie zwiększyła się wiedza o tym, jak niebezpieczny jest smog i jakie są jego przyczyny.

W przeszłości z sektora energetyki i przemysłu pochodziło najwięcej zanieczyszczeń powietrza, jednak w wyniku modernizacji oraz wprowadzenia szeregu regulacji prawnych i technologicznych wpływ tych sektorów na jakość powietrza znacząco zmalał. Obecnie głównymi przyczynami powstawania smogu są emisje z sektora bytowo-komunalnego i transportu. Emisja pyłów i szkodliwych gazów z lokalnych kotłowni węglowych i pieców domowych, w których spala się węgiel o niskiej jakości oraz odpady komunalne, to w tej chwili problem całego kraju. Według statystyk krajowych (GUS – „Zużycie energii 2017”) w 2015 r. 49% gospodarstw domowych w Polsce stosowało urządzenia grzewcze spalające paliwa stałe, głównie węgiel kamienny. To te źródła w dużej mierze pogarszają stan powietrza w polskich miastach.

Szansą na zmniejszenie negatywnych skutków zdrowotnych popytu na ciepło jest rozwój sieci i systemów ciepłowniczych przy równoległym zmniejszeniu liczby kotłów i pieców, które nie spełniają norm emisji. Jednym z efektywniejszych narzędzi uzyskania wyraźnych i trwałych efektów w tym zakresie jest zastosowanie w źródłach ciepła jednostek kogeneracji.

Rozwój ciepłownictwa systemowego wspomaga walkę ze smogiem, ponieważ nie ma lepszego sposobu na ograniczanie zanieczyszczenia powietrza niż korzystanie z ciepła wytwarzanego w elektrociepłowniach i ciepłowniach spełniających wysokie normy emisji. Warto podkreślić, że ciepłownictwo systemowe jest także najbezpieczniejszym i najmniej awaryjnym sposobem zaopatrzenia w ciepło mieszkańców. W przeciwieństwie do indywidualnych pieców nie stwarza zagrożenia zatrucia tlenkiem węgla.

Wykorzystanie ciepłownictwa systemowego powinno być jednym z priorytetów rozwoju polskich gmin. Wszędzie tam, gdzie są warunki dla odbioru ciepła i gdzie istnieją nieefektywne systemy ciepłownicze, powinno się wprowadzać źródła kogeneracyjne jako najbardziej efektywny sposób wytwarzania energii. Podłączając do systemów ciepłowniczych, zasilanych jednostkami kogeneracyjnymi, jak największą liczbę odbiorców, możemy zdecydowanie zredukować największe źródło zanieczyszczenia powietrza w polskich miastach. Podczas wytwarzania ciepła w kogeneracji spełniane są zaostrzone wymogi ochrony środowiska i eliminowane są szkodliwe pyły z palenisk domowych.

Kogeneracja zalicza się do czystych technologii węglowych, które wpisują się w politykę Polski i Unii Europejskiej w zakresie ograniczania emisji CO₂. Jest to niezwykle istotne w sytuacji, gdy główne paliwa polskiej energetyki to węgiel kamienny i brunatny, a surowce te decydują o bezpieczeństwie energetycznym naszego kraju.

Produkcja energii elektrycznej i ciepła w kogeneracji spełnia najwyższe normy środowiskowe, a wysoka wydajność tej technologii powoduje redukcję kosztów zewnętrznych związanych z zanieczyszczeniem środowiska. Kogeneracja jest też bardziej efektywna niż tradycyjne rozwiązania – pozwala maksymalnie wykorzystać energię pierwotną. Przy produkcji ciepła i energii elektrycznej oddzielnie sprawność elektrowni sięga ok. 40%, podczas gdy sprawność elektrociepłowni 80–85%, czyli jest dwa razy większa.

Ciepłownictwo systemowe jest najbezpieczniejszym i najmniej awaryjnym sposobem zaopatrzenia w ciepło mieszkańców.



Ciepło wytwarzane w źródłach kogeneracyjnych jest najbardziej efektywnym sposobem wytwarzania energii.



Podłączając do systemów ciepłowniczych, zasilanych jednostkami kogeneracyjnymi, jak największą liczbę odbiorców, możemy zdecydowanie zredukować największe źródło zanieczyszczenia powietrza w polskich miastach



Kogeneracja zalicza się do czystych technologii węglowych, które wpisują się w politykę Polski i Unii Europejskiej w zakresie ograniczania emisji CO₂.



WYBRANE DZIAŁANIA ANTYSMOGOWE REALIZOWANE PRZEZ CZŁONKÓW PTEZ

PGE Energia Ciepła S.A.

Wrocławska **Kogeneracja** w ramach programu KAWKA+ udzieliła finansowego i organizacyjnego wsparcia przy budowie węzłów cieplnych i instalacji wewnętrznych w 37 budynkach wspólnot mieszkaniowych o łącznej mocy 6,33 MW w latach 2014–2018. **PGE Toruń**, angażując się w program likwidacji niskiej emisji, pokrywa wszystkie koszty przyłączenia budynku z rynku wtórnego do sieci ciepłowniczej. Wysokość wsparcia uzależniona jest od wielkości przyłączonej mocy, w 2018 r. łącznie 180 tys. zł otrzymali właściciele 7 budynków przyłączonych do sieci ciepłowniczej.

PGE Energia Ciepła Oddział Wybrzeże wraz z dystrybutorem ciepła GPEC w ramach programu KAWKA w 2015 r. doprowadził do przyłączenia do sieci gdańskich dzielnic Przeróbka i Stogi (łącznie ok. 280 budynków). Podczas rozbudowy sieci ciepłowniczej prowadzonej przez GPEC, współfinansowanej ze środków ZIT w 2017 r., przyłączone zostały dzielnice Matarnia i Kokoszki, łącznie ok. 90 budynków. Z kolei w ramach współpracy PGE Energia Ciepła z OPEC i miastem Gdynia w 2018 r. zlikwidowano w mieście 80 pieców i kotłów na paliwo stałe. PGE Energia Ciepła podpisała 20 umów na dofinansowanie likwidacji niskiej emisji oraz 18 umów na dofinansowanie budowy wewnętrznej instalacji ciepłej wody użytkowej.

W **Krakowie** głównym sposobem na poprawę jakości powietrza w mieście jest Program Ograniczania Niskiej Emisji (PONE), w którym aktywnie bierze udział krakowska elektrociepłownia **PGE Energia Ciepła**. Dzięki programowi w latach 2013–2019 przyłączono do miejskiej sieci ciepłowniczej 23 obiekty, tj. ok. 3,3 MWt. PGE Energia Ciepła w Krakowie prowadzi także działania w ramach programu „Ciepła woda bez piecyka”, polegające na wykonaniu instalacji centralnej ciepłej wody użytkowej i likwidacji piecyków gazowych w budynkach wielorodzinnych. Za sprawą programu podpisano 18 umów kompleksowych. W latach 2004–2018 wykonano instalacje w ponad 870 budynkach, likwidując ponad 37 tys. piecyków gazowych. Dzięki współpracy z MPEC w latach 2013–2018 PGE Energia Ciepła w Krakowie zrealizowała 304 projekty, przyłączając 183,4 MWt. Co ważne, od 1 września 2019 r. na terenie Krakowa obowiązuje zakaz spalania paliw stałych w lokalnych paleniskach.

W 2018 r. **Elektrociepłownia Zielona Góra** przyłączyła do sieci ciepłowniczej 48 budynków o łącznym zapotrzebowaniu mocy grzewczej 7,6 MW. Z tego 22 obiekty o mocy 1,5 MW zostały pozyskane z rynku wtórnego.

Dzięki programowi KAWKA, prowadzonemu wspólnie przez **Gorzów Wielkopolski** i **PGE Energia Ciepła**, podłączono 236 budynków, wybudowano 9569 m sieci i przyłączy oraz zamontowano 230 węzłów ciepłych w latach 2014–2017. Zlikwidowano tym samym 2927 źródeł ciepła (pieców kaflowych) w budynkach mieszkalnych, opalanych węglem kamiennym oraz odpadami.

Veolia

Veolia Energia Łódź współpracuje z Urzędem Miasta Łodzi w projekcie rewitalizacji miasta. Łódzka Veolia produkuje w dwóch elektrociepłowniach ciepło systemowe i energię elektryczną w kogeneracji oraz zarządza siecią ciepłowniczą w mieście. W ramach projektu firma opracowuje koncepcje zasilania poszczególnych obszarów rewitalizowanych, projektuje i buduje sieci ciepłownicze, umożliwiając zasilanie modernizowanych kamienic ciepłem systemowym, ale również prowadzi działania informacyjno-edukacyjne w zakresie ograniczania w mieście niebezpiecznego zjawiska tzw. niskiej emisji. Przyłączenie centrum miasta do ciepła systemowego przyczynia się do poprawy jakości życia mieszkańców Łodzi poprzez ograniczenie emisji szkodliwych dla środowiska, ale także poprawy bezpieczeństwa w gospodarstwach domowych (bezpieczeństwo pożarowe) i bezpieczeństwa dostaw ciepła systemowego z sieci. Docelowo, do sieci ciepłowniczej powinna być przyłączona cała strefa ścisłego centrum miasta.

Do tej pory w ramach projektu rewitalizacji miasta 80 budynków zostało podłączonych do sieci ciepłowniczej (moc ok. 13 MWt), a ok. 300 kolejnych stanowi potencjał podłączenia z szacowaną mocą ok. 80 MWt.

Ponadto Veolia Energia Łódź we współpracy z Airly rozpoczęła również projekt, którego celem jest pomiar jakości powietrza w różnych częściach miasta. W pierwszych dwóch etapach we współpracy ze naszymi partnerami – klientami ciepła systemowego zainstalowanych zostało 13 czujników pomiaru czystości powietrza. Dzięki nim mieszkańcy Łodzi mogą szybko i łatwo sprawdzać jakość powietrza. Docelowo Veolia wraz z Airly zamontuje 20 czujników.

W elektrociepłowni EC-4 w Łodzi zrealizowano projekt instalacji biomasowej jako odpowiedź na unijne cele środowiskowe dla branży energetycznej w Polsce. Instalacja pozwala na produkcję zielonej energii elektrycznej i ciepła przy jednoczesnym obniżeniu emisji CO₂. Dzięki inwestycjom środowiskowym w całym łódzkim systemie ciepłowniczym w latach 2013-2018 ograniczono emisje SO₂ o 76%, NO_x o 60% i pyłów o 25%.

Veolia Energia Poznań od wielu lat przyczynia się do ograniczania niskiej emisji w mieście. Swoje działania skupia na podłączaniu do sieci ciepłowniczej, zasilanej z kogeneracyjnego źródła EC Karolin, budynków odpowiedzialnych za niską emisję. Przyłączenie do sieci ciepła systemowego to zmiana ilościowa i jakościowa. Dzięki podłączeniom istniejących budynków do sieci ciepłowniczej w latach 2002 – 2018 lokalna niska emisja zmniejszyła się o blisko 160 tysięcy ton.

Aktywność poznańskiej Veolii w walce z niską emisją jest możliwa m.in. dzięki udanej współpracy z władzami miastami. Od 4 lat Veolia jest zaangażowana w projekt likwidacji źródeł niskiej emisji – najpierw w ramach programu KAWKA, a obecnie KAWKA BIS. W ramach tego programu mieszkańcy mogą skorzystać z dofinansowania na likwidację swoich palenisk stałych. W latach 2015 -2018 do sieci ciepła systemowego zostało przyłączonych ok 50 budynków ze źródłami niskiej emisji.

Poza samym programem KAWKA BIS Veolia Energia Poznań współpracuje z Zarządem Komunalnych Zasobów Lokalowych w Poznaniu sukcesywnie przyłączając budynki z niską emisją. W ostatnich 2 latach przyłączonych zostało ponad 20 budynków, a w ciągu najbliższych kilku lat podłączonych może zostać ponad 50 kolejnych.

W Elektrociepłowni Karolin w latach 2010 – 2018 zostały wykonane inwestycje w instalacje poprawiające parametry środowiskowe produkcji. Dzięki nim emisja CO₂ w głównym źródle ciepła i energii dla Poznania spadła o 34%, a w stosunku do roku 2007 emisja pyłów jest 5 –krotnie niższa, tlenków siarki 7-krotnie, a tlenków azotu 3-krotnie. Źródło, które dostarcza ciepło do ponad 300 tysięcy mieszkańców emituje dziś mniej niż 40 kamienic z lokalnymi źródłami niskiej emisji.

Enea Ciepło w Białymstoku

W ramach polityki antysmogowej w latach 2018–2019 **Enea Ciepło** w Białymstoku zrealizowała działania ograniczające straty sieciowe i zwiększające sprawność pracy węzłów ciepłowniczych. Dzięki temu w 2018 r. osiągnięto ograniczenie emisji CO₂ o 1438 ton rocznie.

Te efekty uzyskano m.in. dzięki sukcesywnej wymianie na sieci w technologii preizolowanej, modernizacji węzłów ciepłowniczych obejmującej wymienniki, pompy, układy automatyki i telemetrię, zastąpieniu węzłów grupowych węzłami indywidualnymi, przyłączaniu nowych odbiorców do systemu.

PGNiG Termika

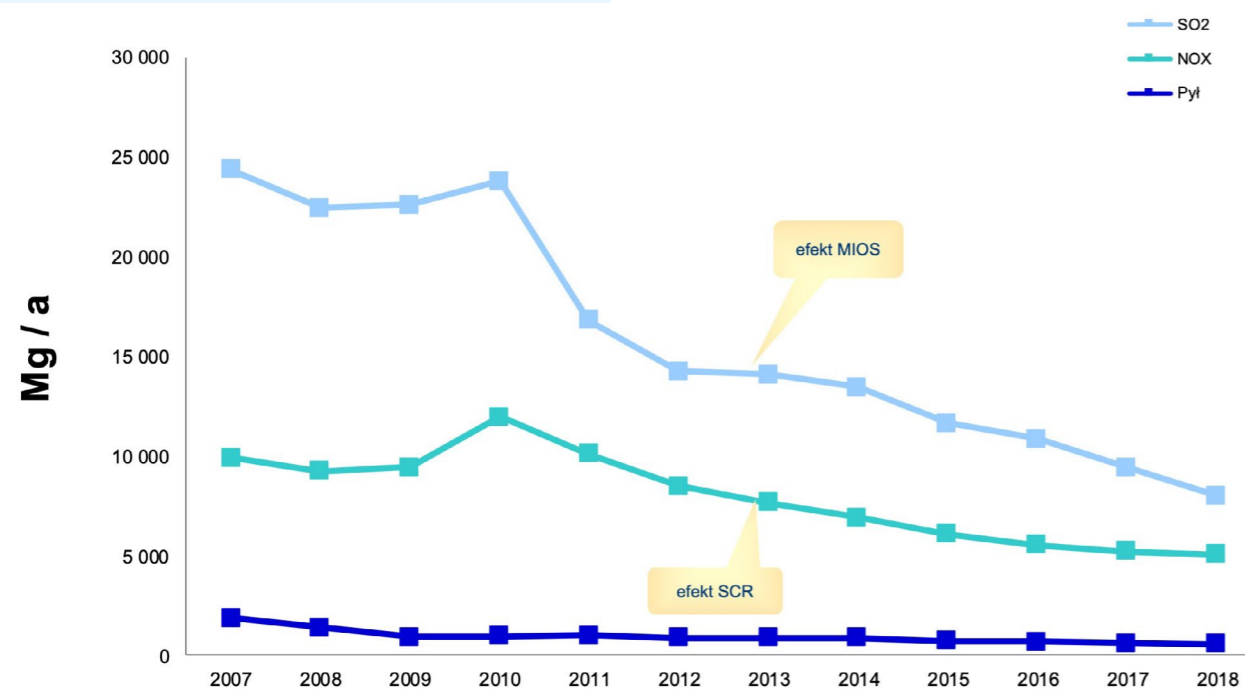
W **PGNiG Termika** przeprowadzono już szereg proekologicznych inwestycji mających na celu obniżenie szkodliwych emisji oraz poprawę efektywności energetycznej. Stosuje się tu przyjazne dla środowiska naturalnego technologie, efektywnie wykorzystuje paliwa i zasoby naturalne. Stosowanie kogeneracji pozwala na osiągnięcie najwyższej sprawności przetwarzania energii zawartej w paliwie, dzięki czemu zmniejsza się ilość emisji i szkodliwych substancji na wyprodukowaną jednostkę mocy. Przebudowa kotła węglowego na kocioł biomasowy oraz zabudowa akumulatora ciepła stanowią materialne odzwierciedlenie przyświecającej Firmie idei wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w zgodzie ze środowiskiem.

W powyższą ideę wpisuje się również budowa bloku gazowo-parowego na warszawskim Żeraniu, ta sztandarowa inwestycja, jedna z najnowocześniejszych w Polsce oznacza czyste powietrze dla Warszawy i regionu. Blok będzie produkować 1,9 TWh ciepła oraz 3 TWh energii elektrycznej. Odpowiada to roczne-

mu zużyciu energii elektrycznej przez około 1,2 mln (jeden milion 200 tysięcy) gospodarstw domowych. Zakończenie tej ważnej inwestycji planowane jest w IV kwartale 2020 roku. Nowy blok gazowo-parowy wraz z kotłownią gazową zastąpią 9 kotłów węglowych w EC Żerań.

PGNiG Termika dzięki proekologicznym inwestycjom, co roku odnotowuje zmniejszenie wpływu elektrociepłowni na jakość powietrza w aglomeracji warszawskiej. Dzięki realizowanym przez PGNiG Termika inwestycjom, od kilku lat stale spada emisja pyłu, dwutlenku siarki i tlenków azotu. W ramach programów inwestycyjnych zrealizowano m.in. modernizację elektrofiltrów, zainstalowano filtry workowe, zbudowano instalację mokrego odsiarczania spalin (MIOS), półsuchego odsiarczania spalin i katalitycznego odazotowania spalin (SCR).

Wykres 1. Emisje SO₂, NO_x i pyłu do atmosfery w latach 2001–2016 (w tonach rocznie)



PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa od lat inwestuje w wysokosprawną kogenerację opartą na spalaniu metanu w agregatach prądowców i obecnie jest liderem na rynku polskim w energetycznym wykorzystaniu tego gazu cieplarnianego. Produkuje w trójgeneracji energię elektryczną, ciepło i chłód eliminując dzięki temu szkodliwe oddziaływanie metanu na atmosferę. Rocznie spala około 75 mln m³ metanu ograniczając tym samym emisję CO₂ na poziomie około 1 mln ton rocznie.

W 2018r. Spółka rozpoczęła eksploatację nowego kotła fluidalnego o mocy 81 MWe i 125 MWt. Jest to jedna z najnowocześniejszych w Polsce jednostek mająca możliwość spalania czterech różnych paliw: węgla, niskokalorycznego paliwa węglowego (mułów), biomasy jak i gazu z odmetanowania kopalń. Instalacja dostarcza do krajowych odbiorców energię elektryczną i energię cieplną do pobliskich zakładów, a także dla mieszkańców prawie 100-tysięcznego Jastrzębia-Zdroju. Dzięki zastosowanej technologii fluidalnej, a także zabudowanym instalacjom oczyszczania spalin jednostka spełnia wymagane normy emisyjne obecnie obowiązujące, ale również te przyszłe wynikające z wprowadzonych zapisów Konkluzji BAT dla dużych obiektów spalania.

PGNiG TERMIKA Energetyka Rozproszona jako centrum kompetencyjne w obszarze zdecentralizowanych systemów energetycznych przyczynia się w sposób znaczący do ograniczenia emisji w obszarach nie posiadających dostępu do ciepła systemowego. Poprzez budowę i rozbudowę „wyspowych”, rozproszonych systemów ciepłowniczych na obrzeżach Olsztyna i Warszawy Spółka zapewnia dostawy ciepła

mieszkańcom, którzy nie mają możliwości przyłączenia się do scentralizowanych systemów ciepłowniczych. Rozwiązania technologiczne stosowane przez Spółkę wypełniają lukę na obszarach nieobjętych planami rozprowadzenia sieci ciepłowniczych. Ponadto, Spółka rozwija dedykowane systemy kogeneracyjne i trigeneracyjne u odbiorców przemysłowych. Stosowane rozwiązania pozwalają oferować klientom dodatkowe produkty, tj. m.in. energię elektryczną generowaną w bezpośrednim sąsiedztwie jej odbioru (umożliwia to uniknięcie strat przesyłu) oraz chłód (w postaci wody lodowej), którego produkcja w okresach obniżonego zapotrzebowania na ciepło pozwala utrzymywać pełną moc elektryczną instalacji wytwórczej, zastępując odbiór ciepła odbiorem chłodu.

Fortum

Nowoczesna elektrociepłownia, rozwój infrastruktury ciepłowniczej, mniej indywidualnych pieców i kotłowni, więcej mieszkańców korzystających z ciepła sieciowego – to z kolei efekty działań **Fortum** w Polsce. Koncern realizuje globalną strategię, która opiera się na dążeniu do maksymalnej redukcji CO₂ w procesie produkcji energii oraz poprawie jakości powietrza w polskich miastach.

W 2019 r. **Fortum** uruchomił nową jednostkę produkcyjną w Zabrze – wysokosprawną i bezpieczną dla środowiska elektrociepłownię, która może być zasilana różnymi paliwami – węglem, RDF, a w przyszłości także biomasą. Instalacja ta zastąpi 2 stare wysłużone kogeneracyjne jednostki węglowe działające do tej pory na terenie Zabrze i Bytomia. Dzięki zastosowaniu najnowocześniejszych technologii emisja szkodliwych pyłów z elektrociepłowni zmniejszy się ponad 11-krotnie, a SO₂ ponad 7-krotnie. Rozwiązany zostanie też problem odpowiedniego zagospodarowania odpadów w rejonie funkcjonowania tego źródła energii.

Niecałą dekadę wcześniej firma oddała do użytkowania opalaną węglem i biomasą elektrociepłownię w Częstochowie. Jednostka ta zastąpiła 2 dotychczas funkcjonujące źródła węglowe. Dzięki współspalaniu biomasy przez 9 lat funkcjonowania tej elektrociepłowni w Częstochowie uniknięto emisji ponad 1,3 mln ton CO₂. Znacząco zmniejszono też ilość emisji pyłów, SO₂ oraz tlenków azotu.

Dodatkowo **Fortum** koncentruje działania wokół rozwoju systemów ciepłowniczych i likwidacji niskiej emisji. W 2018 r. firma przeznaczyła rekordową kwotę blisko 80 mln zł na rozwój sieci ciepłowniczych we Wrocławiu, Częstochowie i Płocku. Tylko w roku ubiegłym w tych miastach zmodernizowano 8 km i wybudowano ponad 7 km sieci. Przyłączono ponad 211 nieruchomości. We Wrocławiu dzięki nowym przyłączeniom w ostatnich 12 miesiącach zlikwidowano ok. 1,6 tys. indywidualnych palenisk i pieców. W ramach specjalnego programu antyśmogowego Fortum zaoferowało rozwiązania wspierające przyłączenie do sieci ze szczególnym uwzględnieniem centrum stolicy Dolnego Śląska. Zgodnie z jego założeniami firma przyłącza do sieci każdą kamienicę i budynek posiadające wewnętrzną instalację grzewczą lub instalację w trakcie realizacji w wyznaczonym obszarze śródmieścia Wrocławia. Ponadto w całości pokrywa koszty budowy przyłącza – nie pobiera tzw. opłaty przyłączeniowej, a ewentualne wydatki związane z budową węża rozkłada mieszkańcom na dogodne raty. Od momentu złożenia wniosku przyłącze powstaje maksymalnie w ciągu 12 miesięcy. Już w pierwszym roku funkcjonowania tego programu przyłączono 36 nieruchomości. Tym samym ciepło systemowe popłynęło do ok. 2 tys. mieszkańców śródmieścia. W trakcie realizacji jest następnych 61 umów przyłączeniowych. Kolejnych 66 znajduje się na etapie analiz i projektowania.



For a cleaner world

Join the
change

 fortum

Fortum jest liderem w obszarze czystej energii. Dostarczamy naszym klientom energię elektryczną, ciepło i chłód, a także inteligentne rozwiązania, pozwalające na bardziej efektywne wykorzystanie zasobów. Wywodzimy się z Finlandii, a działamy między innymi w Szwecji, Norwegii, krajach bałtyckich, Polsce, Rosji i Indiach. www.fortum.pl

 wytwarzamy
dobrą
energię



PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna Spółka Akcyjna to jedna ze spółek wchodzących w skład Grupy Kapitałowej PGE – największego przedsiębiorstwa sektora elektroenergetycznego w Polsce. Podstawowym przedmiotem działalności spółki jest wydobywanie węgla brunatnego oraz wytwarzanie energii elektrycznej. W skład PGE GiEK wchodzi 6 oddziałów zlokalizowanych na terenie 4 województw. Centrala spółki znajduje się w Bełchatowie. PGE GiEK jest liderem w branży wydobywczej węgla brunatnego (jej udział w krajowym rynku wydobywczym tego surowca wynosi ok. 87%), a także największym wytwórcą energii elektrycznej w Polsce, zaspokajającym w niektórych miesiącach ponad 36% krajowego zapotrzebowania.*

 www.pgegielik.pl  44 737 73 00  97-400 Bełchatów, ul. Węglowa 5



Górnictwo i Energetyka
Konwencjonalna S.A.



Nasza energia
rozwija miasta



Z myślą o przyszłości

PGE Energia Ciepła
Lider kogeneracji
w Polsce



Blok gazowo-parowy, Ec Żerań, Warszawa, zakończenie inwestycji 2020 r.

www.pgeenergiaciepla.pl



Energia Ciepła S.A.

termika.pgnig.pl





Odnawiamy zasoby świata

Zobacz, wszystko, co robimy na co dzień robimy z myślą o komforcie i bezpieczeństwie Twoim i Twoich najbliższych. **Zobacz**, korzystanie z zasobów natury to dla nas zobowiązanie, by ją chronić z wdzięczności za jej bogactwo oraz troski o przyszłe pokolenia. **Zobacz** film.



Znajdź nas na



www.veolia.pl



Lider efektywnej produkcji ciepła i energii elektrycznej w północno – wschodniej Polsce

Moc elektryczna zainstalowana: 203,5 MW
Moc cieplna zainstalowana: 684,1 MWt

Zużycie paliw:
węgiel 154 500 ÷ 254 500 Mg/rok
biomasa 160 000 ÷ 480 000 Mg/rok
gaz ok. 1 500 tys. m³/rok

Produkcja:
energii elektrycznej 430 000 ÷ 550 000 MWh/rok
ciepła ok. 4 050 TJ/rok
ciepła z OZE 790 ÷ 1 360 TJ/rok,
energii elektrycznej z OZE 84 ÷ 370 GWh/rok.

Długość sieci wodnej/preizolowanej 266 km/136 km
Długość sieci parowej/preizolowanej 14,7 km/9,2 km
Ilość węzłów ciepłych 1926 szt.

Zatrudnienie 462 osoby
EBITDA w 2018 97,7 mln zł





Od prawie 30 lat wspieramy i integrujemy branżę wytwórców ciepła i energii elektrycznej. Działamy na rzecz rozwoju elektrociepłownictwa w Polsce.

Z energią kojarzymy ciepło.



Wspieramy rozwój kogeneracji



Budujemy przyjazne otoczenie dla rozwoju i funkcjonowania energetyki i ciepłownictwa



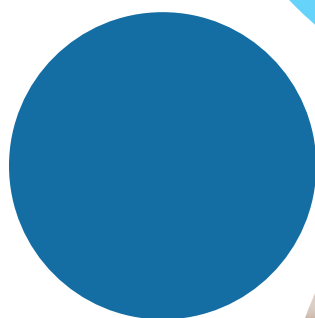
Działamy na rzecz ochrony środowiska i bezpieczeństwa energetycznego



Promujemy proefektywnościowe rozwiązania w energetyce



Tworzymy przestrzeń do współpracy i dyskusji na temat nowoczesnych rozwiązań w produkcji energii elektrycznej, ciepła oraz chłodu.



Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych

ul. Krucza 6/14

00-950 Warszawa

e-mail: sekretariat@ptez.com.pl

www.ptez.com.pl