

dr inż. Krzysztof Fuzowski, kierownik Biura Rozwoju Ciepłownictwa, PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA

Strategiczne wyzwania

sektora ciepłowniczego XXI wieku - cz. I.



Fot. PIXABAY.COM

Biorąc pod uwagę uwarunkowania klimatyczne oraz fakt, iż Polska jest jednym z liderów w obszarze ciepłownictwa w Unii Europejskiej, sektor ten od lat zмага się z wieloma wyzwaniami. Dotychczasowy skuteczny lobbing pozwoliły na odłożenie istotnych działań w czasie z uwagi na uzyskanie derogacji w zakresie standardów emisji czy też darmowych przydziałów do uprawnień CO₂. Jednakże dalsza polityka Unii Europejskiej zmierzająca do dekarbonizacji oraz ograniczenia emisji zanieczyszczeń, przy jednoczesnym ograniczeniu możliwości wsparcia energetyki oraz zwiększaniu wymagań efektywnościowych, stwarza przed sektorem ciepłowniczym kolejne wyzwania, które niezwykle silnie wpłyną na jego kształt w najbliższych latach. W artykule poruszono główne szanse i ograniczenia wpływające na dalszy rozwój, konkurencyjność i możliwość funkcjonowania sektora ciepłowniczego.

Polska jest jednym z czołowych krajów UE w obszarze ciepłownictwa sieciowego zarówno w zakresie długości sieci ciepłowniczych, jak i sprzedaży ciepła sieciowego do odbiorców końcowych. Według danych URE [1] koncesjonowaną działalnością ciepłowniczą na regulowanym rynku ciepła, zajmuje się ok. 435 przedsiębiorstw, które z zainstalowanej mocy ok. 56 GW wytwarzają (łącznie z ciepłem odzyskanym w procesach technologicznych), ok. 395 tys. TJ ciepła. Należy przy tym podkreślić, iż 63% ciepła sieciowego (227 tys. TJ) jest wytwarzanych w kogeneracji przez zaledwie 25% wytwórców ciepła, co oznacza, iż prawie 75% wytwórców produkuje wyłącznie ciepło bez produkcji energii elektrycznej. W strukturze wytwarzania ciepła sieciowego dominującą pozycję (ok. 75%) zajmują paliwa węglowe. W ostatnich latach ciepłownictwo sieciowe znów zaczyna być rentowne, a dodatkowo pozytywnym zjawiskiem jest spadek dekapitalizacji majątku trwałego oraz wzrost inwestycji zarówno w obszarze wytwarzania, jak i dystrybucji ciepła.

Pomimo tak dużego potencjału ciepłowniczego, polski sektor ciepłowniczy nieustannie od wielu lat staje przed wieloma wyzwaniami wpływającymi na jego rozwój, a wręcz nawet i dalsze funkcjonowanie w obecnym kształcie. Rozwój ten silnie zależy od wielu uwarunkowań zarówno lokalnych związanych z wytwarzaniem i dystrybucją ciepła na lokalnych (do tego regulowanych rynkach), jak i globalnych związanych głównie z ciągłą penalizacją sektora energetycznego przez Komisję Europejską. Wśród głównych uwarunkowań silnie wpływających na dalsze funkcjonowanie sektora ciepłowniczego można by wymienić:

- ciągłe zaostrzenie standardów emisji zanieczyszczeń gazowych (Dyrektywa MCP, IED, Konkluzje BAT) oraz zmniejszenie darmowych przydziałów i konieczność inwestowania w wytwarzanie niskoemisyjne w zakresie CO₂ (System ETS),
- regulacje OZE mające wpływ na stymulowanie rozwoju źródeł OZE i odejście od węgla, ale i również

konieczność uczestnictwa w aukcji OZE oraz pierwszeństwo w odbiorze ciepła ze źródeł OZE - mogące negatywnie wpłynąć na istniejących wytwórców ciepła zwłaszcza w efektywnych układach kogeneracyjnych,

- konieczność funkcjonowania na regulowanym rynku ciepła oraz politykę taryfową URE, oraz stosowanie akceptowalnych cen ciepła sieciowego przez odbiorców końcowych przy konieczności poniesienia w najbliższym czasie ogromnych nakładów inwestycyjnych na dostosowanie do wymogów środowiskowych oraz odtworzenie zdekapitalizowanego majątku,
- wdrożone oraz planowane do wdrożenia akty prawne mające na celu stymulowanie rozwoju ciepłownictwa sieciowego.

■ **Strategiczne regulacje rozwoju sektora ciepłowniczego w Polsce**

Biorąc pod uwagę zarówno uwarunkowania klimatyczne Polski, jak i funkcjonowanie przez wiele lat w zupełnie innych uwarunkowaniach gospodarczych niż kraje Europy Zachodniej, wszelkie aspekty regulacyjne dotyczące sektora elektroenergetycznego, w tym ciepłowniczego, niezwykle silnie wpływają na dalszy sposób jego funkcjonowania. Dotychczasowe działania regulacyjne związane były głównie z zaostrzeniem przepisów środowiskowych oraz dekarbonizacją energetyki. Tym niemniej, biorąc pod uwagę, iż ok 43% zużycia finalnego energii w EU to ogrzewanie i chłodzenie, w ostatnich latach wreszcie zauważono również korzyści płynące z realizacji planu działań w ciepłownictwie sieciowym i przygotowano kilka kluczowych dokumentów, takich jak Mapa drogowa dla ciepłownictwa do 2050 r. [2] oraz Strategia EU w zakresie ogrzewania i chłodzenia [3].

W Mapie drogowej dla ciepłownictwa określono szereg korzyści z realiza-

cji planu działań w sektorze ciepłowniczym poprzez:

- redukcję kosztów ogrzewania wynikających ze zwiększenia efektywności energetycznej, wykorzystania lokalnych zasobów i zmniejszenie importu energii i surowców,
- zwiększenie o około 20-200 tys. miejsc pracy w sektorze ciepłowniczym wynikających z inwestycji w źródła OZE, lokalny recykling ciepła, rozbudowanie struktur sieciowych,
- redukcję emisji gazów cieplarnianych nawet o 13-17% z uwagi na ograniczenie importu surowców energetycznych i energii, wykorzystanie kogeneracji,
- polepszenie warunków pracy infrastruktury sieciowej i możliwość stosowania wielu hybrydowych źródeł ciepła.

Strategia EU w zakresie ogrzewania i chłodzenia to pierwszy taki dokument w Unii Europejskiej, lecz przede wszystkim komunikat ukierunkowany na zwiększenie efektywności energetycznej budynków, szczególnie tych nowo budowanych oraz termomodernizację obiektów już istniejących. W komunikacie zwrócono uwagę, że wytwarzanie ciepła i chłodu odpowiada za połowę energii konsumowanej w UE. Komisja Europejska w komunikacie wskazuje, iż produkcja ciepła i chłodu powinna harmonizować z planami budowy gospodarki niskoemisyjnej i osiągnięciem przyjętych wcześniej celów redukcji CO₂. Strategia pomimo swojej ogólności identyfikuje szereg dobrych praktyk i rozwiązań, które mogą przyczynić się do poprawy wskaźników efektywności (kogeneracja, trigeneracja, termorenowacja, ergooszczędność, itd.), lecz konkretne rozwiązania w tych obszarach będą analizowane dopiero w ramach bieżących przeglądów prawodawstwa, w tym przeglądu dyrektywy w sprawie charakterystyki energetycznej budynków, dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej i dyrektywy w sprawie odnawialnych źródeł energii.

W Polsce również nie było dotychczas regulacji dotyczących całościowej strategii w zakresie ciepłownictwa, ogrzewania lub chłodzenia. Tematy te zostały poruszone w pewnych zakresach w ostatnich roboczych dokumentach strategicznych wśród których główne dokumenty to Polityka Energetyczna Polski do 2050 r. oraz Strategia na rzecz odpowiedzialnego Rozwoju:

- Polityka energetyczna Polski do 2050 r. [4] zakłada wzrost liczby efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych i chłodniczych, w których co najmniej 75% energii będzie pochodziło z kogeneracji lub 50% energii ze źródeł odnawialnych bądź z ciepła odpadowego. Dokument ten jednakże nadal jednak nie został przyjęty i jest na etapie formułowania założeń i wytyczania kierunków rozwoju,
- Strategia na rzecz odpowiedzialnego Rozwoju [5], przygotowana przez Ministerstwo Rozwoju jako jeden z pięciu głównych obszarów definiuje obszar „Energii”. W tym obszarze położono głównie nacisk na kierunek gospodarki Polski opartej na tradycyjnych źródłach energii oraz podkreślenie udziału paliw stałych w energetyce zapewniających stabilność, bezpieczeństwo i niezależność energetyczną kraju w produkcji energii elektrycznej i ciepła. W Strategii wskazano, iż jednym z podstawowych wyzwań rozwojowych Polski jest zapewnienie gospodarce nieprzerwanego dostaw energii elektrycznej i ciepła, po akceptowalnej cenie oraz zwiększenie efektywności jej wykorzystania przez przedsiębiorstwa, sektor publiczny i gospodarstwa domowe. Jednocześnie jednym z największych wyzwań dla polskiej energetyki są: konieczność zwiększenia skali odtwarzania majątku trwałego (co zostało podkreślone w Strategii), istotne ograniczenie emisji zanieczyszczeń przemysłowych i przechodzenie na gospodarkę ni-

skoemisyjną. W ramach konsultacji branżowych zaproponowano rozszerzenie obszaru energii o nowy obszar kogeneracji, który odpowiadałby swoimi kierunkami działania na wyzwania stojące przed sektorem ciepłowniczym i wspierałby ten sektor odpowiednimi działaniami i inicjatywami.

■ **Aspekty środowiskowe rozwoju sektora ciepłowniczego w Polsce**

Dyrektywa IED i Konkluzja BAT

Swoją ambitną politykę w obszarze ochrony środowiska UE realizuje już przeszło od pięćdziesięciu lat,

”

W ostatnich latach ciepłownictwo sieciowe znów zaczyna być rentowne, a dodatkowo pozytywnym zjawiskiem jest spadek dekapitalizacji majątku trwałego oraz wzrost inwestycji zarówno w obszarze wytwarzania, jak i dystrybucji ciepła

przy czym przyśpieszenie tej polityki nastąpiło dopiero w ostatnich 20 latach. Jedną z poważnych regulacji środowiskowych była Dyrektywa nr 96/61/WE z 24 września 1996 r. -

Dyrektywa IPPC (Integrated Pollution Prevention and Control), dotycząca zintegrowanego zapobiegania i kontroli zanieczyszczeń, wprowadzająca wymóg uzyskania tzw. pozwolenia zintegrowanego, regulującego kwestie ochrony środowiska. Dyrektywa ta ewoluowała (wraz z innymi dyrektywami obejmującymi standardy i limity emisji), doprowadzając ostatecznie do ich połączenia w Dyrektywę 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. - Dyrektywę IED (Industrial Emission Directive) w sprawie emisji przemysłowych. Dyrektywa IED, która zastąpiła m. in. Dyrektywę IPPC (od 1 stycznia 2014 r.) i Dyrektywę LCP (od 1 stycznia 2016 r.), zaostrzyła wymagania w zakresie dopuszczalnych standardów emisji zarówno dla źródeł istniejących oraz nowo budowanych, zagregowała źródła odprowadzające spaliny jednym emitorem, a także umożliwiła dalszą pracę obiektów bez konieczności dostosowania do nowych wymagań standardów emisji, dzięki pracy w tzw. derogacjach. Dyrektywa ta sankcjonuje również proces przeglądu BREF i tworzenie dokumentów referencyjnych (Konkluzji BAT). Konkluzje BAT będące rozdziałem w dokumentach BREF zawierają kluczowe wymagania w zakresie poziomów emisji powiązanych z najlepszymi dostępnymi technikami BAT (tzw. BAT-AELs) oraz zasady ich monitorowania. Zgodnie z Dyrektywą IED to właśnie konkluzje BAT będą stanowić odniesienie przy określaniu warunków pozwoleń, a wielkości emisji w nich określone będą stanowić normę prawną - docelowy standard. Tym samym łagodniejsze poziomy emisji określone w Dyrektywie IED będą stanowić jedynie absolutne minimum i granicę, której przekroczenie nie będzie możliwe przy udzieleniu pozwoleń z odstępstwami od poziomów wskazanych w konkluzjach BAT. Dodatkowo zgodnie z zapisami dyrektywy IED, Komisja Europejska powinna dążyć do aktualizacji dokumentów referencyjnych BAT najpóźniej 8 lat po publikacji poprzedniej wersji. Podczas ponownego

rozpatrywania warunków pozwolenia, będzie należało uwzględnić wszystkie nowe lub uaktualnione konkluzje BAT, mające zastosowanie do instalacji od chwili udzielenia pozwolenia lub jego ostatecznego ponownego rozpatrzenia. Aktualnie prowadzone prace pozwalają wnioskować, iż Konkluzje BAT dla dużych źródeł spalania zostaną opublikowane w 2017 r. Ze względu jednak na fakt, iż jeszcze się nie odbyło się zaplanowane w I kwartale br. Forum przedstawicieli Rządów i organizacji pozarządowych (tzw. NGOs) oraz coraz głośniejsze ze strony kilku państw członkowskich dyskusje nad oszacowaniem kosztów i korzyści oraz terminem wprowadzenia Konkluzji BAT, istnieje wciąż szansa na odłożenie o kilka miesięcy publikacji Konkluzji BAT, a tym samym - odłożenie w czasie niezbędnych inwestycji środowiskowych dostosowujących elektrociepłownie do wymogów Konkluzji BAT.

Obiekty energetycznego spalania podlegające pod Dyrektywę IED oraz Konkluzje BAT będą miały zaledwie 4 lata od opublikowania Konkluzji BAT na dostosowanie do nowych norm emisji, które to normy w porównaniu do obecnie obowiązujących od 1 stycznia 2016 r. w niektórych przypadkach będą znacząco zaostrzone. Oznaczać to może, iż ciepłownie i elektrociepłownie (ok 43 % koncesjonowanych wytwórców ciepła [1], w których niedawno zakończono procesy inwestycyjne dostosowujące obiekty do wymagań Dyrektywy IED mogą nie spełniać przyszłych standardów emisji, ze względu na zabudowane technologie redukcji emisji. Również elektrociepłownie i ciepłownie korzystające z dopuszczalnych odstępstw od standardów emisji dla SO_2 , NO_x i pyłów na podstawie art. 33 (tzw. derogacje 17 500 godz.) lub art. 35 (tzw. derogacje ciepłownicze) Dyrektywy IED, w przypadku ich dalszej pracy po okresie korzystania z derogacji, będą musiały zostać dostosowane do wymogów Konkluzji BAT. Mogą one co prawda liczyć na dodatkowe 2-3

lata odstępstw od narzucenia nowych standardów emisji ze względu na derogacje dla CO_2 , NO_x i pyłów, jednakże niekoniecznie w zakresie pozostałych zanieczyszczeń, których derogacje z art. 32 i 33 Dyrektywy IED nie obejmują. Dotyczy to np. amoniaku z instalacji odazotowania, HCl, HF, N_2O , Hg. Wszystko to oznacza, iż już teraz właściciele poszczególnych obiektów powinni przygotowywać plany dostosowawcze do nowych standardów emisji.

■ Dyrektywa MCP

Ponieważ Dyrektywa IED obejmuje wyłącznie źródła spalania paliw o mocy powyżej 50 MWt w paliwie (przy czym sumowaniu podlegają wszystkie jednostki powyżej 15 MWt w paliwie podłączone do wspólnego emitora), w listopadzie 2015 r. UE przyjęła tzw. Dyrektywę MCP (Medium Combustion Plant) określającą standardy emisyjne dla średnich obiektów energetycznego spalania tj. o mocy 1-50 MWt (sumowaniu podlegają wszystkie jednostki powyżej 1 MWt w paliwie podłączone do wspólnego emitora). Po wejściu w życie Dyrektywy MCP, regulacjami dotyczącymi ochrony powietrza w UE zostaną objęte praktycznie wszystkie instalacje spalania paliw mające wpływ na jakość powietrza w EU. Ciepłownie o łącznej mocy powyżej 5 MWt w paliwie będą musiały dostosować się do nowych zaostrzonych standardów emisji do 2025 r., a źródła o mocy w paliwie od 1 do 5 MWt do 2030 r. Obecnie Polska reguluje emisje SO_2 , NO_x i pyłów z małych i średnich obiektów energetycznego spalania paliw (o mocy powyżej 1 MWt) w Rozporządzeniu ws. standardów emisji z 2014 r., lecz normy zaproponowane przez KE są kilkakrotnie surowsze, zwłaszcza dla najpopularniejszych w ciepłownictwie źródeł spalania opartych o węgiel kamienny, który w sektorze ciepłowniczym stanowi ok. 75% zużywanych paliw [1]. Aktualnie w Polsce liczbę

obiektów, które będą podlegały pod Dyrektywę MCP oszacowano na ponad 3600 i obejmuje to ok. 57% koncesjonowanych wytwórców ciepła [1]. Co prawda okresy przejściowe dla istniejących obiektów (początek 2025 bądź 2030 r.) pomogą w pewnym stopniu rozłożyć w czasie niezbędne koszty dostosowania instalacji do nowych regulacji, jednakże wdrożenie tych regulacji będzie wymagało poniesienia ogromnych nakładów finansowych, zwłaszcza w zakresie zabudowy instalacji odsiarczania spalin dla kotłów rusztowych węglowych o mocy cieplnej w paliwie powyżej 5 MWt.

■ Źródła poniżej 1 MWt

W zakresie potencjalnie możliwych zmian i objęciem standardami emisji źródeł spalania paliw poniżej 1 MWt w paliwie, warto podkreślić, iż Komisja Europejska zauważyła, iż takie źródła mogą być przyczyną złej jakości powietrza, a zwłaszcza niskiej emisji. Dlatego też od ponad siedmiu lat w KE trwały prace nad przygotowaniem odpowiednich rozporządzeń do Dyrektywy 2009/125/WE z dnia 21 października 2009 r., zawierającej ogólne zasady ustalania wymogów dotyczących ekoprojektu dla produktów związanych z energią (Directive Energy Related Products), zwanej często dyrektywą ekoprojektu w odniesieniu do urządzeń grzewczych opalanych paliwami stałymi. W ramach tych prac w 2015 r. wydane zostały m.in.:

- rozporządzenie Komisji (UE) nr 2015/1185 z dnia 24 kwietnia 2015 r. w sprawie wykonania dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/125/WE w odniesieniu do wymogów dotyczących ekoprojektu dla miejscowych ogrzewaczy pomieszczeń na paliwa stałe (dotyczące kominków, pieców stałopalnych, pieców na pelety, itp. o nominalnej mocy cieplej do 50 kW),
- rozporządzenie Komisji (UE) nr 2015/1189 z dnia 28 kwietnia

2015 r. w sprawie wykonania dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/125/WE w odniesieniu do wymogów dotyczących ekoprojektu dla kotłów na paliwo stałe (dotyczące źródeł spalania paliw o nominalnej mocy cieplnej do 500 kW).

Rozporządzenia te weszły w życie 10 sierpnia 2015 r. i są bezpośrednio stosowane we wszystkich państwach członkowskich UE, bez konieczności przenoszenia ich do krajowych, w tym polskich, aktów prawnych. Wynikające z nich wymogi dla ekoprojektu - takie jak kryterialna efektywność energetyczna i wielkości emisji określone dla pyłu, NO_x, CO, OGC, będą obowiązywać od dnia 1 stycznia 2022 r. w przypadku rozporządzenia 2015/1185 oraz od dnia 1 stycznia 2020 r. w przypadku rozporządzenia 2015/1189. Ponieważ rozporządzenie 2015/1185 nie obejmuje instalacji o mocy od 0,5 do 1 MW z uwagi na brak normy europejskiej określającej metodykę prowadzenia badań energetyczno-emisyjnych kotłów o takiej mocy, w terminie do 1 stycznia 2022 r. Komisja Europejska ma dokonać przeglądu tego rozporządzenia, analizując m.in. kwestię włączenia w zakres tej regulacji także kotłów na paliwo stałe o znamionowej mocy cieplnej większej niż 0,5 MW i mniejszej niż 1,0 MW. Biorąc zatem pod uwagę ww. rozporządzenia (pomimo tego, iż wersje robocze Rozporządzenia w sprawie standardów emisyjnych z 2014 r. zawierały regulacje dot. standardów emisji dla źródeł od 500 kW do 1 MWt w paliwie) ostatecznie do dnia dzisiejszego nie wdrożono w prawodawstwie polskim standardów emisji dla źródeł poniżej 1 MWt w paliwie. Należy jednakże mieć na uwadze, iż po wdrożeniu Dyrektywy MCP oraz przepisów wykonawczych do Dyrektywy dot. ekoprojektu prawdopodobnie zostanie przeanalizowana kwestia objęcia standardami emisji źródeł poniżej 1 MWt w paliwie i wdrożone rozwiązania w tym zakresie.

■ Dekarbonizacja sektora elektroenergetycznego - uprawnienia do emisji CO₂

Europejski system handlu emisjami wprowadzony w 2003 r. Dyrektywą 2003/87/WE nowelizowaną kolejnymi Dyrektywami w tym głównie Dyrektywą nr 2009/29/WE [6], stanowi główny i największy na świecie instrument mający na celu dekarbonizację sektora elektroenergetycznego. W ramach I i II okresu systemu handlu emisjami CO₂ (lata 2005-2012) uprawnienia do emisji dla sektora ciepłowniczego przyznawane były nieodpłatnie w oparciu o krajowe zasady regulujące bezpłatne przydziały do emisji CO₂. Począwszy od 2013 r. w ramach III okresu rozliczeniowego (2013-2020) instalacje objęte KPRU otrzymują jedynie niewielką część bezpłatnych przydziałów na energię elektryczną i ciepło, a pozostałą brakującą część uprawnień do emisji muszą zakupić lub odpowiednio zarządzać produkcją, aby minimalizować niedobory uprawnień do emisji. O ile w 2013 r. ciepłownictwo otrzymać mogło do 80% darmowych przydziałów, o tyle w 2020 r. ilość darmowych uprawnień zmniejszy się do 30%, a całkowita likwidacja bezpłatnych przydziałów nastąpi do 2027 r. Taki stan rzeczy powoduje, iż koszt pozyskanie uprawnień do emisji CO₂ już teraz staje się ważnym elementem kosztowym działalności, który to koszt będzie rósł w miarę zmniejszania się darmowych przydziałów do emisji CO₂. Dodatkowo nie bez znaczenia dla procesu dekarbonizacji energetyki i ciepłownictwa będą miały tezy zawarte w pakiecie klimatyczno-energetycznym EU [7], przyjętym w dniu 24.10.2014 r. z następującymi celami dla całej UE:

- ograniczenie w UE emisji CO₂ o co najmniej 40% do 2030 r., w porównaniu do 1990 r. (o 43% w stosunku do 2005 r. dla instalacji objętych ETS),
- udział energii z OZE w całkowitym

zużyciu energii elektrycznej na poziomie co najmniej 27%. Cel wiążący na poziomie całej UE, ale nie dla poszczególnych państw członkowskich,

- zwiększenie efektywności energetycznej o co najmniej 27% (cel niewiążący),
- reforma Systemu ETS, tak by Komisja Europejska mogła sterować cenami uprawnień do emisji CO₂ (EUA) - przewiduje się, że ceny w latach 2021-2030 będą rosły od 20 EUR/EUA do co najmniej 30 EUR/EUA.

■ Wsparcie inwestycyjne i operacyjne dla odtworzenia majątku wytwórczego i jego rozwoju

Sektor ciepłowniczy w najbliższym czasie będzie potrzebował bardzo dużych nakładów inwestycyjnych, jest to naturalna konsekwencja dekapitalizacji majątku wytwórczego, konieczności dostosowania do wymogów środowiskowych oraz uwarunkowaniach zewnętrznych oraz rynkowych. Biorąc pod uwagę rentowność sektora ciepłowniczego oraz możliwość generacji środków z produkcji energii elektrycznej i ciepła, niezwykle istotnym problemem dla sektora ciepłowniczego będzie pozyskanie środków zewnętrznych na niezbędne inwestycje w zakresie potencjalnego przejścia na wytwarzanie w kogeneracji, dostosowanie istniejących urządzeń do wymogów środowiskowych oraz modernizację i odtworzenie często zdekapitalizowanego majątku wytwórczego.

Aktualnie w Polsce funkcjonuje system wsparcia operacyjnego dla elektrociepłowni, w postaci systemu czerwonych i żółtych certyfikatów dla wyprodukowanej w wysokosprawnej kogeneracji energii elektrycznej. System ten jednakże wygasa z końcem 2018 r. i na dzień dzisiejszy trudno stwierdzić, czy system ten będzie przedłużony, czy też zastąpiony nowym systemem wsparcia lub też wsparcie

takie zostanie całkowicie wygaszone. Biorąc pod uwagę doświadczenia z lat 2013-2014, w których w aspekcie wygaszenia systemu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji większość kogeneracyjnych bloków gazowo-paryowych zostało wyłączonych z eksploatacji, istotnym jest wcześniejsze rozpoczęcie prac nad nowym systemem wsparcia tak, aby przedsiębiorstwa ciepłownicze mogły przygotować się do funkcjonowania po 2018 r. Obecnie w ramach wspierania kogeneracji długoterminowym wsparciem inwestycyjnym (system aukcyjny) mogą zostać wsparte jednostki biomasowe, jednakże na dzień dzisiejszy nie przeprowadzono jeszcze aukcji na energię OZE z jednostek biomasowych.

Wsparcie inwestycyjne oraz operacyjne zarówno dla istniejących jednostek kogeneracyjnych oraz nowych zabudowywanych (w miejscu istniejących ciepłowni) będzie również niezwykle istotne ze względu na możliwość zaliczenia sieci ciepłowniczej do efektywnego systemu ciepłowniczego lub chłodniczego zgodnie z zapisami Dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej [8] i aplikowania o środki unijne w sektorze ciepłowniczym. Biorąc pod uwagę aktualny stan infrastruktury wytwórczej opartej głównie o kotły rusztowe węglowe lub gazowo-olejowe, ponad 90% przedsiębiorstw ciepłowniczych nie będzie miała możliwości ubiegania się o środki unijne na modernizację sieci ciepłowniczych bez poniesienia olbrzymich nakładów na podniesienie systemu do efektywnego w rozumieniu zapisów Dyrektywy. Dodatkowo w finansowej perspektywie unijnej 2014-2020 na wsparcie mogą liczyć tylko te inwestycje przedsiębiorstw ciepłowniczych, które znajdują się w planach zwanych Zintegrowane Inwestycje Terytorialne (ZIT) albo w gminnych planach gospodarki niskoemisyjnej (PGN). Brak tych dokumentów bądź brak inwestycji ciepłowniczych na liście zadań w tych dokumentach uniemożliwi przedsiębiorstwom ciepłowniczym na korzystanie ze środków unijnych.

Wnioski

Działania UE zmierzające do dekarbonizacji oraz penalizacji środowiskowej elektroenergetyki w tym również ciepłownictwa, a także dotychczasowy brak spójnego kształtowania polityki krajowej dla sektora ciepłowniczego powodują, iż sektor ten permanentnie od wielu lat zmagają się z wieloma wyzwaniami. Co prawda częściowo wyzwania te były łagodzone dzięki inicjatywom i działaniom, dzięki którym ciepłownictwo sieciowe uzyskało różne derogacje i odstępstwa od wprowadzanych aktów prawnych (Dyrektywa IED, ETS, MCP), które pozwalają na odłożenie w czasie zwłaszcza niezwykle kosztownych działań inwestycyjnych, jednakże dalsze działania UE powodują, iż w najbliższym czasie ciepłownictwo stanie przed wyzwaniami, które dotychczas częściowo udawało się minimalizować. W głównej mierze wyzwania te będą wiązały się z koniecznością poniesienia ogromnych nakładów inwestycyjnych na inwestycje dostosowawcze do wymogów środowiskowych, modernizację istniejącego majątku, a także budowę nowych źródeł kogeneracyjnych pozwalających na zaliczenie sieci ciepłych do efektywnych systemów ciepłowniczych i możliwość pozyskania środków pomocowych dla ich dalszego rozwoju. Dodatkowo zmniejszenie darmowych przydziałów CO₂, brak mechanizmów dalszego wsparcia wysokosprawnej kogeneracji po 2018 r. oraz wzrost kosztów operacyjnych wynikających z inwestycji środowiskowych również może niekorzystnie wpłynąć na rozwój ciepła sieciowego i jego konkurencyjność w stosunku do indywidualnych źródeł ogrzewania. Szansą dla sektora ciepłowniczego jest jednak ciągła przewaga cenowa nad indywidualnymi źródłami ciepła opartymi na gazie ziemnym czy też oleju, choć przewaga ta ciągle się zmniejsza ze względu na ciągłą penalizację i nakładanie nowych ograniczeń. Należy również podkreślić, iż ciepło sieciowe to znacznie czystsze powietrze niż z ogrzewania indywidu-

alnego, zwłaszcza opierającego się na piecach węglowych starszej generacji, generujących znaczne ilości zanieczyszczeń. Biorąc pod uwagę ostatnie problemy ze smogiem w wielu miastach Polski oraz deklarowane działania zmierzające do ograniczenia zanieczyszczenia powietrza z indywidualnych węglowych źródeł ciepła, wsparcie sektora ciepłowniczego i stworzenie mu warunków do dalszego rozwoju i likwidacja barier może przynieść społeczeństwu polskiemu wiele korzyści zarówno ekonomicznych, jak i zdrowotnych. □

Bibliografia

- [1]. Raport „Energetyka ciepła w liczbach - 2015” www.ure.gov.pl
- [2]. HEAT ROADMAP EUROPE 2050. First pre-study for EU27, www.heatroadmap.eu
- [3]. Komunikat komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów - strategia UE w zakresie ogrzewania, ec.europa.eu
- [4]. POLITYKA ENERGETYCZNA POLSKI DO 2050 ROKU, bip.me.gov.pl/node/24670
- [5]. Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju, www.mr.gov.pl
- [6]. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.
- [7]. Ramy Polityki klimatyczno-energetycznej do 2030 r., <http://data.consilium.europa.eu>
- [8]. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektywy 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektywy 2004/8/WE i 2006/32/WE, <http://eur-lex.europa.eu>