

# System elektroenergetyczny potrzebuje ciepłownictwa

Autorzy: Andrzej Rubczyński, dr Joanna Maćkowiak-Pandera

Współpraca: Aleksandra Dziadykiewicz

## ANALIZA

Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE) będzie musiał stawić czoła nowym wyzwaniom. Wśród nich są m.in. nieprzerwane dostawy energii do odbiorców z chwilą wycofywania najstarszych i najbardziej emisyjnych jednostek wytwórczych, ale także efektywne wykorzystanie zmiennych źródeł OZE.

Kluczem do rozwiązania problemów KSE może być ciepłownictwo systemowe. W szczytowym zapotrzebowaniu KSE, dodatkową energię mogą dostarczać jednostki kogeneracyjne, w okresie nadwyżek energii w systemie – mogą ją absorbować kotły elektryczne produkujące tanie ciepło. Praca jednostek kogeneracyjnych może też poprawiać parametry sieci elektroenergetycznych.

Jednak w debacie o bezpiecznym i sprawnym funkcjonowaniu KSE nie mówi się o ciepłownictwie systemowym jako zasobie energetycznym. Potwierdza to również najnowsza aktualizacja scenariusza Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku, która nie dostrzega korzyści płynących z integracji sektorów elektroenergetyki i ciepłownictwa.

Ciepłownictwo i elektroenergetyka od lat są pozbawione strategii i pomysłu. Dominuje myślenie silosowe – PSE myśli wyłącznie o zasobach sterowalnych w pełni dostępnych do bilansowania, sektor ciepłownictwa myśli o zwiększeniu sprzedaży ciepła i pozyskaniu wsparcia finansowego na inwestycje na sztywnym, ściśle taryfikowanym rynku, który nie zapewnia odpowiednich pieniędzy na modernizację przedsiębiorstw. Decydenci nie dostrzegają korzyści płynących z kogeneracji. Dyskusja o rozwoju tej technologii w Polsce należy od lat do najbardziej hermetycznych debat w kraju. W tej analizie wskazujemy w jaki sposób kogeneracja może stać się wsparciem dla systemu energetycznego.

## Tło i kluczowe wnioski

Polska ma najbardziej w Unii Europejskiej rozwinięte systemy ciepłownicze. Jest to cenny zasób energetyczny, który może oraz powinien być wykorzystany do stabilizowania pracy KSE.

- Ciepłownictwo na wiele sposobów może zostać włączone do bilansowania systemu elektroenergetycznego w ramach tzw. łączenia sektorów (ang. *sector coupling*).
- Jednym ze sposobów włączenia ciepłownictwa do systemu elektroenergetycznego jest kogeneracja, a więc jednocześnie wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła.
- Kogeneracja może działać na różne paliwa: węglowe, gazowe i biomasowe. Biorąc pod uwagę dostępność zasobów węglowych w Polsce, koszty i możliwość finansowania oraz emisje, potencjał zwiększenia mocy występuje głównie w kogeneracji gazowej i ew. biomasowej (przy zapewnieniu dostępności zrównoważonego środowiskowo paliwa).
- Obecnie w Polsce działa 1,5 GW mocy kogeneracyjnych gazowych i 5 GW mocy węglowych. W elektrociepłowniach przemysłowych jest 1,8 GW w gazie i 1,2 GW w węglu.
- Produkcja energii elektrycznej i ciepłej w elektrociepłowniach pozwala na redukcję zużycia paliwa w porównaniu z analogiczną produkcją prądu i ciepła w gospodarce rozdzielonej – elektrowni i ciepłowni. Kryzys energetyczny i klimatyczny powinien skłonić decydentów do promowania oszczędnego użycia gazu.
- Specyfiką pracy jednostek kogeneracyjnych jest to, że działają głównie zimą – gdy jest potrzebne ciepło, produkuje się wówczas energię elektryczną, latem jednak w dużej mierze są odstawiane. Można wdrożyć rozwiązania techniczne, które pozwoliłyby na wydłużenie ich pracy poza okres zimy. To jednak powinno znaleźć odzwierciedlenie w dokumentach strategicznych i regulacjach.
- Moce kogeneracyjne obecnie nie są traktowane przez operatora systemu jako istotny zasób – w związku z tym, że nie pracują na wezwanie – jak inne jednostki konwencjonalne. Tymczasem wykorzystanie kogeneracji pozwoliłoby upiec „dwie pieczenie na jednym ogniu” – czyli zminimalizować problemy ciepłownictwa i KSE.
- Podstawowym gazem wykorzystywanym obecnie w kogeneracji jest gaz ziemny. Już teraz trzeba zaplanować jednak rozwój zielonych gazów – biometanu, biogazu i zielonego wodoru itp. – zarówno od strony instalacji kogeneracyjnych, jak i perspektyw użycia gazu ziemnego, którego wykorzystanie powinno być minimalizowane w całej gospodarce.
- Zakładamy, że w Polsce może powstać w sumie ok. 7 GW mocy w kogeneracji gazowej. Równoległa budowa akumulatorów ciepła do mocy ok. 3,5 GWt, powinna umożliwić wzrost produkcji energii w kogeneracji. Tym samym umożliwi to dostarczenie, w godzinach szczytu KSE ok. 2 GWe dodatkowej mocy elektrycznej z jednostek pracujących z niską mocą lub wyłączonych z ruchu ze względu na zbyt mały odbiór ciepła. Pozwoli to na uniknięcie konieczności budowy jednostek szczytowych w KSE o porównywalnej mocy. Nie rozwiąże to wszystkich problemów elektroenergetyki, ale na pewno pomoże.

### Łączenie sektorów ciepłownictwa i elektroenergetyki – rola kogeneracji

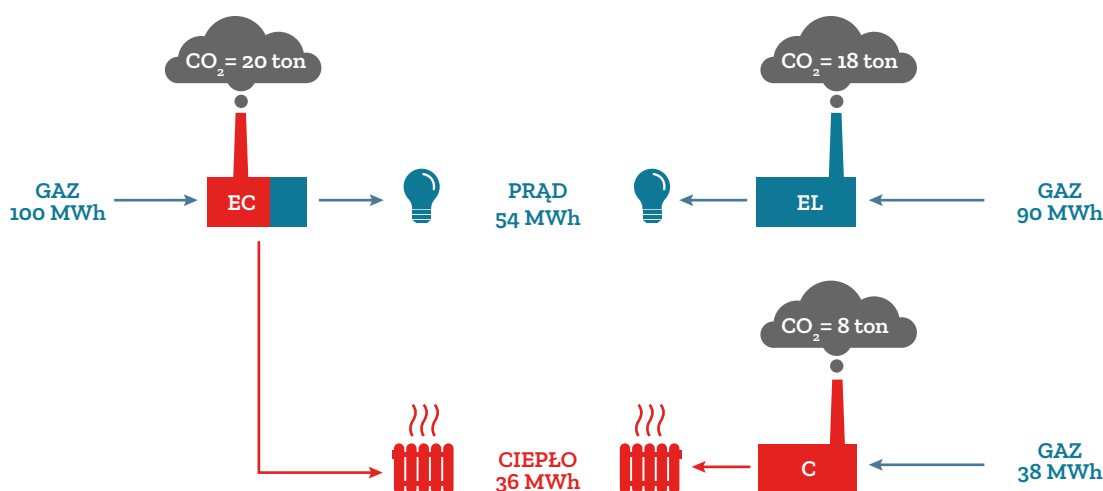
Największym krótko i średnioterminowym wyzwaniem polskiego sektora energetycznego jest potrzeba zwiększenia jego elastyczności w związku z rosnącym udziałem zmiennych źródeł odnawialnych. Ciepłownictwo również będzie odchodzić od węgla i potrzebuje alternatyw. Nie ma wątpliwości, że docelowo źródła odnawialne są priorytetem, ale kogeneracja gazowa może wesprzeć obydwa systemy. Ciepłownictwo posiada zdolność do absorpcji (jak i oddawania) dużych wolumenów energii. Silniejsza integracja ciepłownictwa i energetyki zmniejszy nakłady inwestycyjne na modernizację istniejących elektrowni oraz budowę jednostek szczytowych.

Kluczowym ogniwem łączenia elektroenergetyki i ciepłownictwa jest kogeneracja: elastyczna, efektywna kosztowo, która zmniejsza zużycie paliw oraz emisji.

Kogeneracja to równoległa produkcja prądu i ciepła w jednym urządzeniu wytwórczym. Z perspektywy potrzeb KSE, elektrociepłownie powinny przestać pracować jako must run, czyli pracujące z wymuszeniem systemowym. Zamiast orientacji na ciepło, powinny być zorientowane również na sytuację w KSE i reagować na sygnały cenowe hurtowego rynku energii, odzwierciedlające chwilowy poziom równowagi podaży – popytowej.

Główną korzyść z pracy jednostek kogeneracyjnych to wysoka sprawność procesu wytwórczego, sięgająca 90%. Dla porównania, sprawność nowoczesnej elektrowni gazowej wynosi 60% – pozostała część energii paliwa (40%) jest tracona w układzie chłodzenia. Takiej straty nie ma w technologii kogeneracyjnej. Tutaj energia, która w elektrowni rozpraszana jest w otoczeniu, jest wykorzystywana do produkcji ciepła. W praktyce oznacza to, że wyprodukowanie tych samych ilości prądu i ciepła (z tego samego paliwa – gazu) w elektrowni i w ciepłowni zamiast w elektrociepłowni, oznacza zwiększenie zużycia paliwa o ok. 30% (rys. 1).

Rys. 1. Porównanie zużycia paliwa i emisji CO<sub>2</sub> przy produkcji tej samej ilości prądu i ciepła z paliwa gazowego w kogeneracji (EC) i w elektrowni (EL) oraz w ciepłowni (C).



Źródło: Forum Energii

## Ile kogeneracji w Polsce?

Udział energii elektrycznej wyprodukowanej w jednostkach wysokosprawnej kogeneracji w całkowitej krajowej produkcji od lat utrzymywał się na poziomie 16-17%. Teraz obserwujemy tendencję spadkową w wyniku wadliwego mechanizmu kształtowania ceny ciepła z kogeneracji i brak skutecznego mechanizmu wsparcia budowy nowych mocy. Również projekt aktualizacji Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku zakłada raczej schyłek tej technologii. Wzrost mocy ma wynieść zaledwie 1,5 GWe w elektrociepłowniach na gaz i 0,27 GWe na biomasę. Udział produkcji energii w kogeneracji w 2040 roku zmaleje do 9,6%. Oznacza to, że rola kogeneracji będzie spadać, a to duży problem z perspektywy postępującej elektryfikacji ogrzewania i rosnącego zapotrzebowania na energię elektryczną zimą w miastach, gdzie elektrociepłownie stanowią obecnie mocny element wsparcia lokalnego rynku energii.

Problem lokalnych niedoborów energii zimą może być jeszcze większy, gdyż PEP zakłada utrzymanie w ruchu 1,8 GWe kogeneracji węglowej w 2040 roku. Wydaje się, iż jest to mało prawdopodobne w obliczu spodziewanego drastycznego wzrostu kosztu zakupu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> oraz wysokich nakładów inwestycyjnych na instalacje środowiskowe pozwalające spełnić coraz bardziej wyśrubowane standardy emisji zanieczyszczeń (pyły, siarka, rtęć itp.).

Dodatkowo w propozycji aktualizacji PEP 2040 rząd mówi o rozbudowie mocy elektrowni gazowych do 10 GWe, co raczej nie jest przejawem optymalizacji kosztów systemowych. Jest to droga do nieefektywnego zużycia paliwa gazowego, a zatem i wzrostu jego importu. Biorąc pod uwagę, że nakłady inwestycyjne na budowę nowej jednostki kogeneracyjnej, z wykorzystaniem infrastruktury istniejącej elektrociepłowni, są praktycznie takie same jak nakłady na budowę gazowej jednostki kondensacyjnej w elektrowni – powinno się inwestować w budowę urządzeń bardziej efektywnych energetycznie, czyli kogeneracji.

Zastąpienie pracujących obecnie 5 GWe mocy elektrociepłowni węglowych może teoretycznie dać około 9 GW mocy elektrycznej w kogeneracyjnych jednostkach gazowych (przy tej samej produkcji ciepła). Tak wielki skok mocy wynika z prawie dwukrotnie wyższej sprawności wytwarzania energii elektrycznej w nowych jednostkach gazowych w stosunku do zdekapitalizowanych jednostek węglowych. Biorąc pod uwagę ograniczenia techniczne i inwestycyjne, szacujemy, iż istnieje możliwość wybudowania około 7 GWe w jednostkach gazowych. To z perspektywy OSP powinno być nie do pogardzenia biorąc pod uwagę bardzo trudną sytuację bilansową KSE.

**Docelowa moc elektryczna kogeneracji gazowej w Polsce może wynieść około 8,5 GW. Złoży się na to 1,5 GW mocy istniejących i 7 GW nowych. Elastyczne jednostki kogeneracyjne mogą stanowić istotną pozycję zamykającą prognozowaną lukę generacyjną KSE. Pomogą rozwiązać problem rosnącego zapotrzebowania na energię elektryczną zimą, co jest ważne ze względu na dynamiczny wzrost liczby instalowanych pomp ciepła do ogrzewania domów. Wyzwaniem będzie wykorzystanie kogeneracji latem, ale istnieją możliwości zwiększenia produkcji, tak aby elastycznie reagować na potrzeby KSE.**

## Kogeneracja musi być elastyczna

Zwiększenie elastyczności, a więc umożliwienie pracy elektrociepłowni, przy braku zapotrzebowania na ciepło wymaga budowy akumulatorów ciepła. Gromadzą one nadwyżki chwilowo niepotrzebnej energii lub ją oddają w momencie zaniżenia produkcji lub wyłączenia jednostek kogeneracyjnych (w momentach nadpodaży energii w KSE). Jednostki kogeneracyjne, dyspozycyjne dla KSE muszą być zatem wyposażone w krótkookresowe magazyny ciepła. Pozwoli to na ich elastyczną pracę oraz wzrost produkcji energii elektrycznej na żądanie operatora systemu elektrycznego.

Akumulatory ciepła są ważnym elementem również w ciepłowniach, które nie są wyposażone w jednostki kogeneracyjne, bowiem pozwalają na magazynowanie taniej energii wyprodukowanej w źródłach OZE (np. farmy solarne, pompy ciepła sprzężone z fotowoltaiką).

Ważnym, choć ciągle niedocenianym źródłem ciepła powinny stać się kotły elektrodowe produkujące ciepło systemowe w chwilach nadpodaży (i spadku cen) energii elektrycznej w KSE. Odpowiednio duża moc kotłów elektrodowych może stanowić cenny zasób do oferowania usługi DSR. W przypadku tej technologii budowa akumulatorów ciepła jest nieodzowna, gdyż praca kotłów może nie pokrywać się z chwilowym popytem na ciepło.

**Budowa akumulatorów ciepła powinna stać się jednym z głównych zadań sektora ciepłownictwa. Jest to relatywnie tani sposób magazynowania nadwyżek energii pochodzących ze zmiennych źródeł OZE, pozwalający na ograniczenie kosztu produkcji ciepła. Akumulacja ciepła przyczynia się również do rozwoju pogodozależnych źródeł OZE w KSE dzięki stabilizacji pracy systemu.**

Niestety, liczba akumulatorów w polskim ciepłownictwie systemowym nie przekracza 10 sztuk, a ich moc cieplna (według szacunków autora) to ok 800 MWt, co stanowi marginalną wartość wobec 35 tys. MWt mocy zamawianej przez odbiorców ciepła. Dzisiejsza zdolność akumulacyjna pozwala zgromadzić około 4 tys. MWh ciepła, czyli 1% dobowej produkcji ciepła w zimniejsze dni sezonu grzewczego. To zdecydowanie za mało, by współpracujące z magazynami ciepła jednostki kogeneracyjne mogły mieć jakikolwiek wpływ na bilans mocy w KSE. Moc cieplna akumulatorów krótkookresowych powinna wynosić ok. 10% mocy zamawianej, czyli ok 3,5 tys. MWt. Umożliwiłoby to zgromadzenie 15-17 tys. MWh ciepła (czyli 3-4% dobowego zapotrzebowania zimą i ok. 20% dobowego zapotrzebowania latem, co jest szczególnie ważne wobec narastających problemów KSE w szczytach letnich).

Mając do dyspozycji odbiór ciepła w postaci akumulatorów krótkookresowych, gazowe jednostki kogeneracyjne mogłyby zwiększyć wielkość produkcji, dostarczając do KSE dodatkowo ok. 2 tys. MWe mocy elektrycznej przez kilka godzin w okresie dziennego szczytu zapotrzebowania na energię elektryczną (to znaczy właśnie wtedy, gdy zazwyczaj elektrociepłownie obniżają swoją moc ze względu na niższy odbiór ciepła). Dodatkowa produkcja prądu w elektrociepłowniach wyeliminowałaby konieczność budowy w KSE szczytowych jednostek gazowych (OCGT) o podobnej mocy (2 GWe). Oszczędność w wydatkach inwestycyjnych na korzyść akumulatorów wyniosłaby około 3,2 mld. zł (akumulatory 0,6 mld zł vs OCGT 3,8 mld zł – oszacowanie Forum Energii).

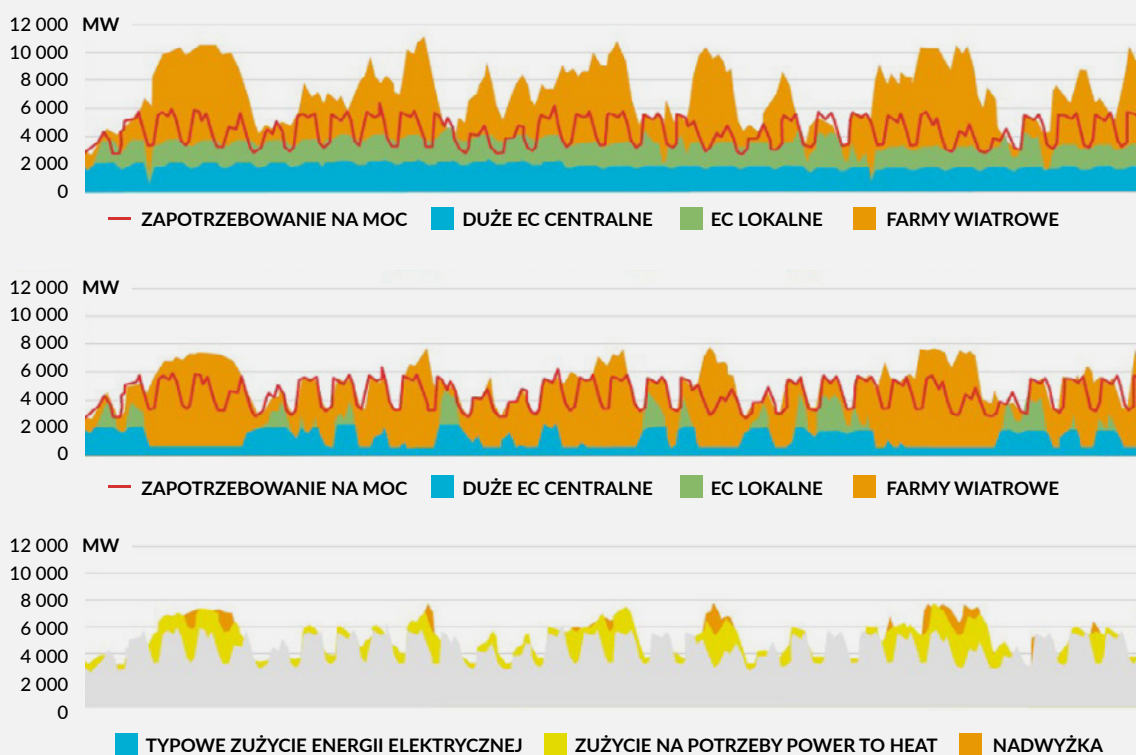
**Rozwinięte na dużą skalę akumulatory ciepła, oprócz redukcji wydatków inwestycyjnych w KSE na budowę mocy szczytowych, pozwolą na obniżenie kosztów operacyjnych systemu. Bowiem odbiór nadwyżek energii elektrycznej przez technologie PtH (Power to Heat - pompy ciepła, kotły elektrodowe) oznacza bardziej efektywną pracę podstawowych jednostek wytwórczych w KSE oraz brak konieczności ograniczania produkcji zmiennych źródeł OZE, dostarczających tanią i czystą energię elektryczną.**

**Mając na względzie korzyści ekonomiczne i środowiskowe, warto wdrożyć obbligo budowy krótkookresowych akumulatorów ciepła w koncesjonowanych przedsiębiorstwach ciepłowniczych, wsparte dostosowanymi mechanizmami pomocowymi.**

### Jak w praktyce elektrociepłownie uzupełniają pracę KSE – przykład z Danii

To, jak powinno działać elastyczne ciepłownictwo zorientowane na rynek energii przedstawia symulacja procesu bilansowania duńskiego systemu elektroenergetycznego w okresie nadwyżki energii pochodzącej ze zmiennych OZE (rys. 2). Duża produkcja energii przez farmy wiatrowe wymusza ograniczenie pracy elektrociepłowni. Taka reakcja nie wystarcza jednak do zbilansowania systemu. Pozostające nadwyżki energii elektrycznej są przekształcane w ciepło w urządzeniach Power to Heat (głównie kotły elektrodowe). Na samym końcu – niewykorzystana energia zasila systemy energetyczne innych krajów. Na górnym wykresie można też zauważyć, że w przypadku (hipotetycznie) całkowitego zaniku energii z OZE, elektrociepłownie w dużym stopniu zaspokajają popyt na energię elektryczną.

Rys. 2. Symulacja bilansowania KSE przez sektor ciepłownictwa w sytuacji nadwyżki energii z OZE (na przykładzie duńskim)



Źródło: Ramboll za [www.pfbach.dk](http://www.pfbach.dk)

### Dodatkowa funkcja kogeneracji – poprawa parametrów pracy sieci

Jednostki kogeneracyjne mogą poprawiać rozptyły energii w sieciach elektroenergetycznych oraz zmniejszają straty przesyłu i dystrybucji. Wynika to z faktu, że elektrociepłownie budowane są w miastach, wobec czego cała energia elektryczna zużywana jest na miejscu, bez konieczności transportu sieciami przesyłowymi. Przykładowo, elektrociepłownie warszawskie pokrywają prawie 50% zapotrzebowania na energię elektryczną stolicy, co zdecydowanie poprawia funkcjonowanie warszawskiego węzła elektroenergetycznego.

Dodatkowo stabilizują częstotliwość w sieci. Klasyczne jednostki kogeneracyjne (jak również i kondensacyjne), posiadając duże masy wirujące, a tym samym dużą inercję, opóźniają chwilowe zmiany częstotliwości w systemie w momentach znaczących wahań mocy.

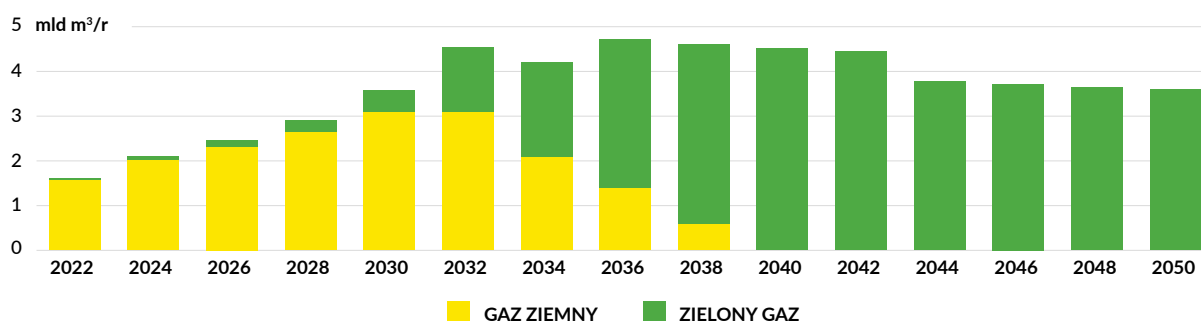
Oprócz dostawy energii o zasięgu lokalnym, jednostki kogeneracyjne mogą być aktywnym elementem odbudowy systemu w przypadku całkowitego blackoutu. Warunkiem jest wyposażenie ich w układy do autonomicznego startu, czyli agregaty prądotwórcze, których moc wystarczy do rozruchu głównych bloków elektrociepłowni. „Ożywiane” elektrociepłownie zaczynają tworzyć miejskie wyspy energetyczne, które w końcu łączone są w jeden krajowy system energetyczny. Taka koncepcja bezpieczeństwa systemu energetycznego, wykorzystująca elektrociepłownie, stosowana jest na przykład w Szwecji. I powinna być poważnie rozpatrzona w ramach aktualizowanej Polityki Energetycznej. Bowiem rozproszenie źródeł wytwórczych w KSE zwiększa odporność systemu na działania terrorystyczne, czy wręcz wojenne.

### Ile gazu w ciepłownictwie systemowym?

W ciągu najbliższych 10-20 lat zużycie gazu w ciepłownictwie systemowym może wzrosnąć do poziomu ok. 4,5 mld m<sup>3</sup> (rys. 3). Przyczyną tej zmiany jest wycofywanie jednostek węglowych, niedostateczny rozwój OZE i efektywności energetycznej oraz budowa nowych mocy w jednostkach kogeneracji gazowej. Jest to jednak zjawisko przejściowe, na które trzeba się przygotować. W kolejnych latach, wraz z postępem procesu termomodernizacji budynków oraz wzrostem udziału energii odnawialnej i odpadowej w sieciach ciepłowniczych, a także wycofywaniem starszych jednostek wytwórczych, produkcja ciepła w kogeneracji gazowej zacznie stopniowo spadać. Równolegle zmniejszy się też zapotrzebowanie na usługi bilansowania KSE wraz z dalszym rozwojem mechanizmów bilansowania lokalnego. W konsekwencji nastąpi zmniejszenie produkcji energii elektrycznej w kogeneracji gazowej z 20 do 17 TWh w 2050 r (i tym samym zużycie gazu do 3,2 mld m<sup>3</sup>/r).

Ten spadek zapotrzebowania na gaz należy uznać za zjawisko korzystne, ponieważ w przyszłości, neutralne klimatycznie elektrociepłownie spalać będą jedynie zielone gazy, których podaż będzie ograniczona, i które jednocześnie będą bardzo potrzebne krajowemu przemysłowi. Należy dążyć do tego by w ciepłownictwie nie spalano gazów w kotłach wodnych służących wyłącznie produkcji ciepłej wody do celów grzewczych.

Rys. 3. Łączne zużycie gazu ziemnego oraz zielonych gazów (w przeliczeniu na metan) do produkcji ciepła i energii elektrycznej w sektorze ciepłowni i elektrociepłowni zawodowych.



Źródło: Forum Energii

## Podsumowanie

Pomimo korzyści jakie niesie technologia kogeneracji, jej rozwój jest niewspółmiernie mały w stosunku do możliwości wynikających z mocy krajowych systemów ciepłowniczych. Jeżeli nie nastąpi rewizja polityki energetycznej i ciepłowniczej, będziemy świadkami stopniowego zmniejszania mocy elektrociepłowni, które będą wypierane z KSE przez kondensacyjne bloki gazowe. Tylko w dwóch ostatnich aukcjach rynku mocy zakontraktowano 2,5 GWe nowych gazowych jednostek kondensacyjnych i jedynie 0,6 GWe jednostek kogeneracyjnych. Również znikomy efekt przynoszą kolejne aukcje URE na premię kogeneracyjną. Z kolei ze Sprawozdania z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej Ministra Klimatu i Środowiska z 2021r.<sup>1</sup> wynika, że wśród przyszłych inwestycji w sterowalne moce wytwórcze, jednostki kondensacyjne będą dominować.

To zła droga, biorąc pod uwagę w jak trudnej sytuacji jest ciepłownictwo systemowe i jak duży potencjał dla bilansowania KSE posiada. Brak postępów w modernizacji sektora ciepłownictwa i silniejszej integracji z KSE jest ewidentną stratą dla całego systemu energetycznego. Decydenci tworzący krajową politykę energetyczną powinni dostrzec korzyści płynące ze współpracy sektorów. W przygotowywanych aktualizacjach dokumentów strategicznych (PEP 2040, Strategia ciepłownictwa) należy wskazać kierunki działań, które powinny zostać podjęte w najbliższej przyszłości oraz niezbędne kierunki zmian legislacyjnych umożliwiających wdrożenie nowych modeli biznesowych w ciepłownictwie.

Warto pamiętać, że postrzeganie „silosowe” sektorów energetyki i ciepła oraz planowanie polityk sektorowych bez dostrzeżenia potencjału interakcji oznacza niepotrzebny wzrost nakładów inwestycyjnych na transformację energetyczną, a także utrudnia dojście do etapu neutralności klimatycznej.

lipiec 2023

<sup>1</sup> Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, Tab. 6.1 oraz Tab. 6.2 – Ministerstwo Klimatu i Środowiska - Warszawa, lipiec 2021.