



Finansowanie bardziej zielonego ciepłownictwa w Europie:

Studium przypadku Polski

Podsumowanie

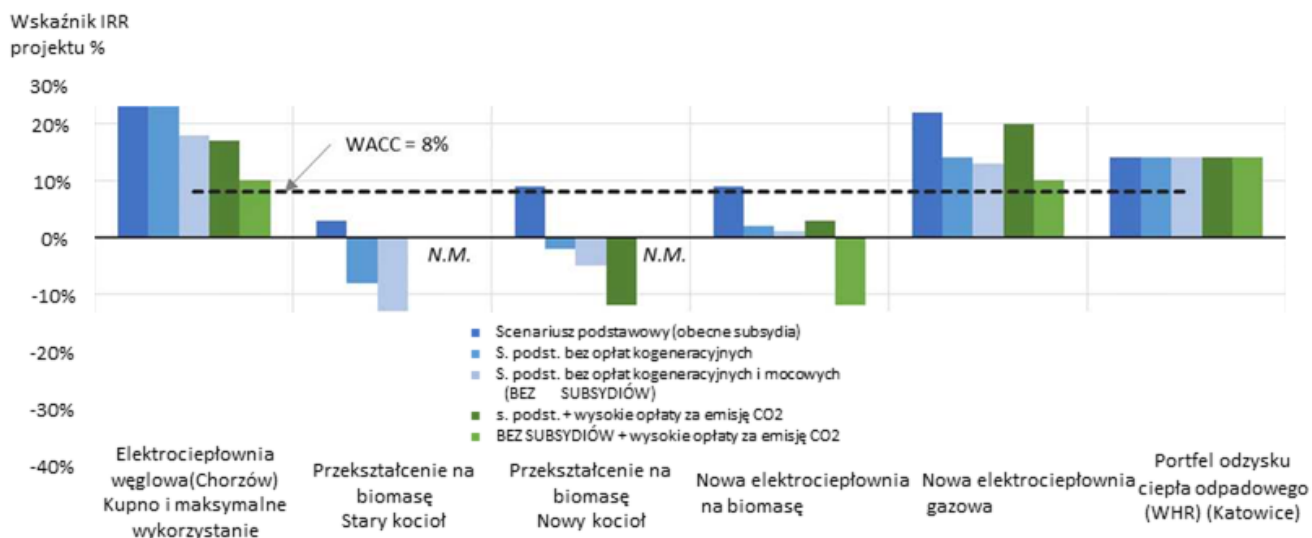
Rozważając alternatywne strategie dla dwóch elektrociepłowni węglowych (ang. CHP – Combined Heat and Power) należących do czeskiego przedsiębiorstwa energetycznego CEZ i zlokalizowanych w Polsce, nasze badanie wykazało, że odzysk ciepła odpadowego (WHR – ang. Waste Heat Recovery) daje najniższy stosunek ryzyka do zysku. Odzysk ciepła odpadowego z produkcji stali przynosi znaczny zysk finansowy, szczególnie kiedy ponoszone są opłaty za emisję dwutlenku węgla. W takich przypadkach stanowiłby on oszczędność kosztową, działając przy obciążeniu podstawowym i w miarę możliwości zastępując elektrociepłownie węglowe oraz zapewniając zabezpieczenie w przypadku wyższych opłat za emisję CO₂. Mimo tego, że odzysk ciepła odpadowego ze ścieków przynosi mniejsze zyski, to jest on sprawdzony i wiąże się z bardzo niskim ryzykiem. Stwierdzamy, że mógłby stanowić wsparcie dla odzysku ciepła z produkcji stali w portfelu ogrzewania niskoemisyjnego. Portfel ten mógłby zawierać inne odnawialne źródła ogrzewania, takie jak skoncentrowaną energię słoneczną i energię geotermiczną, a także odnawialną energię wiatrową i słoneczną w celu obniżenia kosztów pompy ciepłej i polepszenia wydajności. Mimo tego, że przejście na elektrociepłownie gazowe przyniosłoby podobne zyski i wartości co maksymalne wykorzystanie aktywów węglowych, to gaz jest bardziej rentowny i odznacza się zmniejszonym ryzykiem odnośnie do opłat za emisję dwutlenku węgla oraz regulacji związanych z zanieczyszczeniem powietrza. Niemniej jednak rentowność zarówno węgla, jak i gazu zależy w dużej mierze od subsydiów, w tym opłat wyrównawczych i opłat mocowych. Zgodnie z naszą analizą elektrociepłownia na biomasę nie jest atrakcyjną alternatywą.

Uważamy, że obecna polityka energetyczna sprawia, że najbardziej ekonomicznie racjonalnym działaniem dla przedsiębiorstw energetycznych jest dalsze maksymalne wykorzystanie starzejących się aktywów elektrociepłowni węgla przez najbliższych pięć lat, co skutkowałoby emisją ponad dziesięć milionów ton CO₂ jedynie z tych dwóch elektrociepłowni, a także znacznym lokalnym zanieczyszczeniem powietrza. Tak więc dochodzimy do wniosku, że polskie krajowe i lokalne władze powinny wykazywać się większą śmiałością odnośnie do odbywającej się wielkiej transformacji energetycznej i zabezpieczyć krajowe zaopatrzenie w energię. Zachęcanie do transformacji z elektrociepłowni węglowej na elektrociepłownię gazową lub na biomasę, z jednej technologii spalania na inne, trochę mniej szkodliwe dla środowiska, jest zbyt powolne w kontekście wielkiej transformacji energetycznej. Aktualnie nie istnieje dedykowane prawo, którego celem byłoby wspieranie transformacji z elektrociepłowni węglowych na elektrociepłownię z odzyskiem ciepła odpadowego. Takie wsparcie byłoby

wartościowe dla konsumentów w perspektywie długoterminowej, a także poprawiłyby jakość powietrza i klimatu. Takie wyraźne możliwości mają natomiast banki międzynarodowe, w tym Europejski Bank Inwestycyjny (EBI) oraz Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju (EBOR) i mogą one pomóc obniżyć koszt kapitału oraz uruchomić transformację w kierunku czystszej, niskoemisyjnego, alternatywnego ogrzewania.

Nasze badanie wykazuje, że kwestia zysków tak naprawdę nie podlega dyskusji: zgodnie z niektórymi scenariuszami elektrociepłownie, w których spala się paliwa kopalne i biomasy, są nadal rentowne, ale w większości przypadków rentowne nie są (patrz tabela poniżej). Co ważne, okazuje się, że ogrzewanie ze źródeł niekopalnych jest także konkurencyjne i rentowne. W tej chwili wybór leży pomiędzy dwiema rentownymi opcjami, z tym że ogrzewanie wolne od paliw kopalnych ma dodatkowe, długoterminowe zalety dla środowiska, klimatu i ryzyka inwestycyjnego. Nie jest to problem rozbieżności pomiędzy środowiskiem i klimatem z jednej strony a gospodarką z drugiej, gdzie zrównoważony rozwój źle wpływa na rentowność. Wręcz przeciwnie, bardziej zrównoważone, długoterminowe rozwiązanie jednocześnie zapewnia rentowność.

Tabela: Wynik wewnętrznej stopy zwrotu IRR, z uwzględnieniem różnych technologii i zmian w subwencjach



Przyjęliśmy podejście inwestycyjne oparte na studium przypadku, próbując wyjaśnić, jakie są opcje strategiczne dla zakładu wytwarzającego ciepło z elektrociepłowni węglowej dla lokalnego systemu ciepłowniczego. Do badania wybraliśmy Polskę, z uwagi na jej wysoki stopień zależności od węgla, przez co dywersyfikacja w kierunku mniej zanieczyszczających opcji wymaga większego pośpiechu, a także dlatego, że posiada ona powszechnie dostępne lokalne systemy ciepłownicze, co powinno pomóc w zastosowaniu OZE na dużą skalę, w tym odzysku ciepła odpadowego. Wybraliśmy dwie elektrociepłownie należące do czeskiego przedsiębiorstwa energetycznego CEZ w miastach na południu Polski – Katowicach i Krakowie, w węglowych regionach Śląska i Małopolski. CEZ ogłosił, że zamierza

sprzedać te dwa zakłady w tym roku. Stworzyliśmy model rzeczywistej produkcji dwóch istniejących elektrociepłowni, zgodnie z metodą stopniodni grzania HDD (ang. Heating Degree Days) w trzech wybranych latach (2010, 2016 i 2018) w celu porównania zimnych, ciepłych i średnich zim.

Poddaliśmy analizie następujące scenariusze do roku 2035:

1. CEZ utrzymuje elektrociepłownie węglowe i maksymalnie je wykorzystuje tak długo, jak to możliwe.
2. CEZ sprzedaje elektrociepłownie węglowe nowemu właścicielowi, który maksymalnie je wykorzystuje tak długo, jak to możliwe.
3. CEZ zamyka elektrociepłownie węglowe i przekształca je tak, aby spalały w 100% biomasę (zrębki), używając starego lub nowego kotła.
4. CEZ zamienia je na nowe elektrociepłownie na biomasę.
5. CEZ zamienia je na nowe elektrociepłownie gazowe.
6. CEZ zamienia je na portfel elektrociepłowni z odzyskiem ciepła odpadowego (WHR), wykorzystując ciepło z lokalnych oczyszczalni ścieków i lokalnych hut stali.

Stworzyliśmy model różnych opcji: węglowej, gazowej i na biomasę, w oparciu o jeden blok elektrociepłowni należących do CEZ, o mocy elektrycznej wynoszącej około 100 megawatów (MW). Jeśli chodzi o odzysk ciepła odpadowego, wskazaliśmy portfele o mocy cieplnej wynoszącej 50 megawatów (MWt), pochodzące z lokalnych hut stali i oczyszczalni ścieków z odzyskiem ciepła odpadowego, zarówno w Katowicach, jak i Krakowie.

Przeanalizowaliśmy dwa rozległe scenariusze: podstawowy scenariusz, zakładający niskie opłaty za emisję dwutlenku węgla (wzrost cen do 30€ w 2035 roku) oraz subsydia na obecnym poziomie, a także scenariusz zakładający wysokie opłaty za emisję CO₂ (wynoszące 45€ w 2035 roku), w którym to elektrociepłownie nie otrzymają części lub całości subsydiów. Jak odnotowaliśmy, dla odzysku ciepła odpadowego nie przewidziano obecnie w Polsce żadnych dedykowanych subsydiów. Wszystkie elektrociepłownie otrzymują subsydia, ale ponoszą ryzyko, że ich nie otrzymają, na przykład na aukcjach na rynku mocy. Są też wrażliwe na potencjalne zmiany polityki. Opłata kogeneracyjna jest dostępna dla elektrociepłowni gazowych i na biomasę. Opłaty mocowe są dostępne dla elektrociepłowni węglowych, gazowych i na biomasę. Elektrociepłownie węglowe i gazowe są także zależne od opłat za emisję dwutlenku węgla ustanawianych przez UE; muszą one płacić za wytwarzane przez siebie emisje CO₂. Badamy także scenariusz, w którym elektrociepłownie na biomasę, (obecnie przez ustawodawstwo UE uznawane za zeroemisyjne) będą musiały płacić za emisje CO₂. Na koniec, pragniemy zauważyć, że zgodnie z dokumentem referencyjnym dotyczącym najlepszych dostępnych technik (ang. BREF – Best Available Technique Reference Document), elektrociepłownie zarówno na węgiel, gaz, jak i biomasę

powinny stosować najlepsze dostępne technologie redukcji zanieczyszczenia powietrza.

Główne wnioski

1. CEZ utrzymuje obie swoje elektrociepłownie węglowe i maksymalnie je wykorzystuje do 2035 roku
 - a. Zgodnie z podstawowym scenariuszem niskich opłat za emisję CO₂, jeden blok z Chorzowa, jak i jeden blok ze Skawiny osiągają łączną wartość bieżącą netto (ang. NPV - Net Present Value) wynoszącą 636 milionów PLN (140 milionów €).¹ Wydaje się, że maksymalne wykorzystanie aktywów węgla generuje wpływy gotówkowe: Chorzów oraz Skawina pod koniec roku 2035 roku osiągną marżę EBITDA (ang. earnings before interest, taxes, depreciation and amortization) wynoszącą odpowiednio 23% i 14%.
 - b. Niemniej jednak w scenariuszu wysokich opłaty za emisję CO₂ marża EBITDA spada do 9% dla Chorzowa i jest ujemna dla Skawiny. Ich łączna wartość bieżąca netto spada z 636 milionów do 397 milionów. W przypadku gdyby elektrociepłownie nie były w stanie zapewnić sobie opłat mocowych, ich wartość bieżąca netto spadłaby jeszcze niżej do 286 milionów PLN. Maksymalne wykorzystanie elektrociepłowni węglowej jest ryzykownym podejściem, ponieważ jest ono narażone na zmiany opłat za emisję CO₂ i zmiany w subsydiach i stanowi krótkoterminową strategię. Lepiej niż dzisiaj dla elektrociepłowni węglowych nie będzie.
2. CEZ sprzedaje obie elektrociepłownie nowemu właścicielowi, który maksymalnie wykorzystuje je tak długo, jak to możliwe
 - a. Biorąc pod uwagę wyżej omówione ryzyko, CEZ być może wolałby sprzedać swoje elektrociepłownie węglowe i opuścić polski rynek ciepłowniczy. Jeśli cena sprzedaży wyniosłaby tyle, ile szacowana przez nas obecna wartość księgowa na podstawie rocznych sprawozdań finansowych CEZ, to oceniamy, że w podstawowym scenariuszu dla kupującego wartość bieżąca netto do 2035 roku dla jednego bloku w obu elektrociepłowniach wyniosłaby 413 milionów PLN, natomiast wewnętrzna stopa zwrotu IRR (ang. IRR – Internal Rate of Return) wyniosłaby 23% dla elektrociepłowni w Chorzowie.
 - b. Niemniej jednak w przypadku wysokich opłat za emisję CO₂ oraz gdyby nie udało się uzyskać opłat mocowych za węgiel, wskaźnik IRR spadłby do 10%, a łączna wartość bieżąca netto spadłaby do 62 milionów.²

¹ Przyjmujemy kurs walutowy PLN/ € wynoszący 0,22

² Należy zwrócić uwagę, że w obu przypadkach zastosowany wskaźnik IRR zależy od kosztu alternatywnego kapitału dla inwestora, w zależności od tego, czy jest to private equity, deweloper czy niezależna spółka. W rezultacie próg wskaźnika IRR byłby wyższy, gdyby brać pod uwagę wyłącznie perspektywę inwestora equity.

3. CEZ przekształca elektrociepłownie węglowe tak, aby spalały w 100% biomasę (zrębki), używając starego lub nowego kotła
 - a. W podstawowym scenariuszu przekształcenie na spalanie biomasy przynosi co najwyżej średnie zyski. W przypadku użycia nowego kotła wskaźnik IRR wynosi 9%, a wartość bieżąca netto 25 milionów PLN. W przypadku użycia starego kotła (poświęcając efektywność), wskaźnik IRR spada do 3%, a wartość bieżąca netto do 194 milionów PLN na minusie.
 - b. W scenariuszu wysokich opłat za emisję CO₂, kiedy to przekształcenie na spalanie biomasy sprawia, że nie są pobierane dotacje na kogenerację ani opłaty mocowe oraz należy ponosić wysokie opłaty za emisję CO₂, w przypadku obu elektrociepłowni wskaźnik IRR jest ujemny. Faktyczne ryzyka związane z elektrociepłownią na biomasę są widoczne, kiedy obserwuje się ciągle rewizje dyrektywy w sprawie odnawialnych źródeł energii, odnoszące się do zaostrzenia kryteriów zgodności wykorzystania biomasy z zasadami zrównoważonego rozwoju.
4. CEZ zamienia elektrociepłownie węglowe na nowe elektrociepłownie na biomasę
 - a. W podstawowym scenariuszu nowa elektrociepłownia na biomasę osiąga wskaźnik IRR wynoszący 9%, a jej wartość bieżąca netto wynosi 69 milionów PLN. Osiąga też atrakcyjną marżę EBITDA wynoszącą 59% do roku 2035 roku.
 - b. Wynik ten staje jednak na głowie w przypadku opłat za emisję CO₂ i braku subsydiów, w wyniku czego zarówno wskaźnik IRR jak i dochód netto są ujemne. Pragniemy też zwrócić uwagę na to, że nowa elektrociepłownia na biomasę odznacza się najwyższym kosztem kapitałowym, a zbudowanie wszystkich branych pod uwagę technologii zajmuje najwięcej czasu, w związku z czym jej strata byłaby największa, gdyby przewidziany przez nas czas jej eksploatacji zostałby skrócony.
5. CEZ zamienia elektrociepłownię węglową na nową elektrociepłownię na gaz
 - a. W podstawowym scenariuszu nowa elektrociepłownia na gaz osiąga wskaźnik IRR wynoszący 22%, a jej wartość bieżąca netto wynosi 482 milionów PLN, przewyższając wszystkie opcje dla biomasy i równając się lub przewyższając opcję maksymalnego wykorzystania aktywów węgla.
 - b. W przypadku wysokich opłat za emisję CO₂ i braku subsydiów wskaźnik IRR elektrociepłowni gazowej spada do 10%, a wartość bieżąca netto spada do 63 milionów PLN. Marża EBITDA pod koniec tego okresu spada z 46% do 28%. Wynik ten uwydatnia fakt, że elektrociepłownia gazowa również obciążona jest istotnym ryzykiem regulacyjnym.

6. CEZ zamienia elektrociepłownie węglowe na portfel elektrociepłowni z odzyskiem ciepła odpadowego (WHR)
 - a. W podstawowym scenariuszu, w przypadku gdyby wszystkie elektrociepłownie otrzymały wszelkie dostępne subsydia, portfel elektrociepłowni z odzyskiem ciepła odpadowego w Katowicach i Krakowie nie przyniósłby takich efektów jak elektrociepłownie gazowe czy węglowe. Elektrociepłownie z odzyskiem ciepła odpadowego osiągają wskaźnik IRR wynoszący odpowiednio 14% i 9%, a ich wartość bieżąca netto wyniosłaby odpowiednio 56 i 46 milionów PLN. Niemniej jednak ich wyniki są równe lub lepsze niż wyniki elektrociepłowni na gaz w scenariuszach wysokich opłat za emisję CO₂ i braku subsydiów.
 - b. Porównując instrumenty bazowe w powyższych portfelach z odzyskiem ciepła odpadowego, ten z produkcji stali przewyższa ten ze ścieków, ponieważ ma wyższą temperaturę, źródło energii jest tańsze i nie wymaga pompy ciepła. Jeden blok z odzyskiem ciepła odpadowego z produkcji stali o wartości 20 MWt osiąga IRR na poziomie 30% wobec 10% z bloku z odzyskiem ciepła odpadowego ze ścieków o wartości 10 MWt. Niemniej jednak oba odznaczają się niskimi kosztami bieżącymi i bardzo wysoką marżą EBITDA, wynoszącą 95% i 56% pod koniec tego okresu.
 - c. Jednym z problemów odzysku ciepła odpadowego jest skala. Zachowawczo wzięliśmy pod uwagę 50 MWt aktywów dla każdego miasta, czyli około jedną trzecią zdolności wytwórczych jednego bloku elektrociepłowni węglowej. Odzysk ciepła odpadowego z produkcji stali może być wrażliwy na niestabilny światowy rynek tego stopu. Zwracamy uwagę, że huta stali w Krakowie jest bardziej efektywna i zasilana gazem pochodzącym z procesów technologicznym i gazem ziemnym, a nie węglem. Na korzyść przemawia też fakt, że przy odzysku ciepła odpadowego ze ścieków korzysta się z pomp ciepła, których cena hurtowa może się obniżyć w wyniku pandemii koronawirusa.

Wnioski

Elektrociepłownie na biomase nie mają szans: nawet przy otrzymaniu wszelkich dostępnych subsydiów, biomasa zaledwie przewyższa koszt kapitału o 8%. Bez subsydiów jej wyniki są bardzo słabe. W każdym razie przekształcenie elektrociepłowni na spalanie biomasy lub wybudowanie na nowo elektrociepłowni na biomase przynosi najsłabsze efekty ze wszystkich naszych opcji. Podsumowując, CEZ nie powinno inwestować w biomase.

Elektrociepłownia węglowa a elektrociepłownia gazowa: w naszym podstawowym scenariuszu elektrociepłownia gazowa oraz maksymalne wykorzystanie aktywów węglowych osiągają podobny wskaźnik IRR i wartość bieżącą netto. Gaz jest bardziej rentowny i osiąga wyższą marżę EBITDA w 2035. Mając wybór między tymi dwiema technologiami, CEZ powinien dokładnie przeanalizować nakłady inwestycyjne oraz okres wystąpienia przepływów pieniężnych. Przepływ środków pieniężnych w elektrociepłowniach węglowych z

czasem stają się coraz bardziej ryzykowne z powodu dużej ilości emisji dwutlenku węgla, możliwości zmian regulacji związanych z zanieczyszczeniem powietrza i ruchem dywestycyjnym, wiekiem oraz utratą opłat mocowych. Gaz też jest narażony na wiele z tych ryzyk. Zaobserwowaliśmy, że w swoich rocznych sprawozdaniach finansowych CEZ dokonuje coraz częstszych i coraz większych zapisów utraty wartości aktywów elektrociepłowni węglowych, szczególnie w odniesieniu do Skawiny (starszego zakładu, oddanego w 1961 roku). Zapisy te wskazują, że niedawne inwestycje w zakresie jakości powietrza i przedłużenia zwykłego okresu eksploatacji w Skawinie mogły być źle oszacowane i pokazują one ryzyka związane z maksymalnym wykorzystaniem tych aktywów, a także ryzyko poniesione przez każdego kupującego, który miałby takie same plany wobec zakładu w Chorzowie. To, czy dla CEZ sprzedaż elektrociepłowni węglowych będzie zaletą, zależy wyłącznie od ceny sprzedaży.

Odzysk ciepła odpadowego (WHR): odzysk ciepła odpadowego ze ścieków sam w sobie jest średnio rentowny, ale wiąże się z bardzo niskim ryzykiem. Odzysk ciepła odpadowego z produkcji stali jest bardzo rentowny, ale jest on zależny od światowego rynku tego stopu. Kiedy łączy się je ze sobą w jednym portfelu, dają one dobre wyniki. W krótkiej perspektywie CEZ być może rozważy odzysk ciepła odpadowego z produkcji stali jako modułową, szybką w budowie i tanią opcję, która pozwoliłaby spółce nadal brać pod uwagę inne warianty, takie jak elektrociepłownia gazowa. Z uwagi na bardzo niskie koszty bieżące, odzysk ciepła odpadowego z produkcji stali mógłby pracować przy obciążeniu podstawowym, w miarę możliwości zastępując elektrociepłownie węglowe oraz zapewniając zabezpieczenie w przypadku wyższych opłat za emisję dwutlenku węgla. Mógłby on też stanowić podstawę dla portfela ciepła opartego na OZE, włączając w to odzysk ciepła odpadowego ze ścieków i inne odnawialne źródła ciepła i OZE. Włączenie odzysku ciepła odpadowego do takiego portfela pomogłoby w przewyciężeniu wyzwań związanych z efektem skali. Inwestycja w tę technologię pasowałaby również do ambicji ESCO (ang. energy service company), przedsiębiorstwa usług energetycznych należącego do CEZ, aby świadczyć usługi w zakresie efektywności energetycznej dla energochłonnych przemysłów.

Zalecenia

Polscy rządzący: budowanie nowych i przekształcanie istniejących elektrociepłowni na spalanie biomasy nie powinno być subsydiowane, ponieważ nawet z pomocą dopłat, osiągają one co najwyżej średnią rentowność. Konsumenci mogliby otrzymać lepszy stosunek ceny do jakości w przypadku niewielkiego, dobrze dopasowanego wsparcia dla odzysku ciepła odpadowego, takiego jak większe zaangażowanie w dotacje, które i tak są już indywidualnie przyznawane przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. W polityce energetycznej Polski kładzie się nacisk na zabezpieczenie krajowych dostaw, a odzysk ciepła odpadowego wpisuje się w takie myślenie.

Samorządy terytorialne: samorządy terytorialne są odpowiedzialne za czystą wodę i powietrze. Mają one największe kompetencje do wspomagania rozwoju źródeł energii z odzysku ciepła odpadowego, poprzez tworzenie powiązań pomiędzy lokalnym przemysłem a lokalnymi dostawcami ciepła i wody. To również

samorządy terytorialne mają możliwość zamawiania analiz, wskazujących możliwości odzysku ciepła odpadowego dla lokalnego systemu ciepłowniczego.

Banki międzynarodowe: odzysk ciepła odpadowego odznacza się wysokimi kosztami kapitałowymi i bardzo niskimi kosztami bieżącymi. Międzynarodowe instytucje finansowe, w tym Europejski Bank Inwestycyjny i Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju mogłyby udzielać subsydiowanych kredytów lub dotacji na początkowe koszty budowy, aby uruchomić czystsze, niskoemisyjne alternatywne ogrzewanie i pomóc krajom o wysokich emisjach dwutlenku węgla, takim jak Polska, poradzić sobie z transformacją.

CEZ: CEZ ogłosił, że zamierza sprzedać swoje aktywa elektrociepłowni w Polsce. Nasza analiza wskazuje, że istnieje lepsza opcja: zainwestowanie w odzysk ciepła odpadowego pozwoliłoby CEZ zredukować zużycie węgla, emisje dwutlenku węgla i ryzyko regulacyjne przy jednoczesnym podniesieniu marż.