

Bełchatów – wyzwania przyszłości

Bełchatów – Challenges of the Future

Paweł Skowroński

Politechnika Warszawska

mail: Pawel.Skowronski@itc.pw.edu.pl

ORCID: 0000-0003-1193-5672

Abstract

The article presents technological and economic conditions of electricity production in coal-fired units. In this context, the chances of Bełchatów's survival are considered and various business scenarios are analyzed.

Słowa kluczowe – *energy, coal blocks, electricity, industry, services, thermal modernization, heat pumps, hybrid systems*

W okresie ostatnich 20 lat zostały zrealizowane znaczące inwestycje w energetykę węglową: w roku 2008 po dużych przygodach finansowych oddany został w Pątnowie blok nadkrytyczny na węglu brunatnym, rok później nadkrytyczny blok na węglu kamiennym w Łagiszy. Potem rok 2011 i kończyliśmy, uruchamialiśmy blok w Belchatowie, którego budowa rozpoczęła w 2006, ale był kontraktowany w roku 2004. Chwila przerwy i teraz mamy blok w Kozienicach z roku 2017, dwa bloki w Opolu w roku 2019, trochę opóźnione, i trwa jeszcze budowa bloku w Jaworznie (aktualnie w rozruchu), toczy się też budowa bloku w Turowie.

Warto zwrócić uwagę, że decyzje o budowie dużej części z tych bloków zapadały zanim jeszcze polska stała się członkiem Unii Europejskiej. Nowo wybudowane bloki opalane węglem brunatnym to bloki, do których węgiel jest dostarczany z istniejących wcześniej odkrywek. Podjęcie budowy bloku w Turowie wydawało się koniecznym dla utrzymania pewnej minimalnej mocy elektrowni i wielkości kopalni, przy której miałyby szansę na utrzymanie dodatnich wyników finansowych. Tyle tylko, że po katastrofie, do jakiej doszło w kopalni w roku 2015 i ograniczeniu zasobów kopalni, nie jest oczywistym, czy cel ten da się osiągnąć.

Decyzje o budowie bloków w Kozienicach i Opolu były podejmowane w latach 2011-2012 ze świadomością, że będą niezbędne do zapewnienia bilansu mocy po latach 2018-2019. Można się spierać, czy z punktu widzenia zapewnienia wymaganego bilansu mocy konieczna była budowa kolejnego węglowego bloku na parametry nadkrytyczne, jaki ostatecznie powstał w Jaworznie. Jego uruchomienie przyspieszy wycofanie kilku starszych jednostek, ale prawdopodobnie nie przedłuży istotnie ery bloków węglowych w polskiej energetyce.

Czynnikiem, który istotnie wpłynął na rozwój polskiej energetyki był ograniczony dostęp do gazu ziemnego, co trwało w zasadzie do lat 90'tych, do czasu uruchomienia rurociągu jamalskiego. Podaż gazu wzrosła, ale ponieważ był dostarczany z jednego kierunku, bez alternatywy dla jego importu z Rosji, to jego ceny były relatywnie wysokie. W latach 2000-2010 cena rosyjskiego gazu w Polsce była o 30% wyższa niż cena tego samego gazu w Holandii. W efekcie, przy niskich opłatach za emisję CO₂, a wcześniej przy ich braku, inwestycje w bloki węglowe, wykorzystujące paliwa z istniejących już polskich kopalni, okazywały się lepszym rozwiązaniem.

Na przełomie lat 90. zeszłego i na początku XXI wieku przebudowano sześć bloków w Elektrowni Turów, potem uruchomiono pierwszy nadkrytyczny blok w Elektrowni

Pątnów, potem kolejny – tym razem na węgiel kamienny – w Elektrowni Łagisza, zaś w roku 2006 ruszyła budowa bloku 858 MW w Elektrowni Bełchatów. Kolejne były wspomniane wcześniej bloki w Kozienicach, Opolu i Jaworznie.

Dzisiaj sytuacja jest inna. Nie ma już takich złóż węgla brunatnego, które byłyby otwarte i przy ograniczonych inwestycjach w kopalnię umożliwiały budowę nowych bloków energetycznych. Informacje dotyczące odkrywki w Złoczewie, zawarte w tekście Pawła Ruszkowskiego w tym numerze ESP, są zgodne z prawdą. Z drugiej strony gaz nie jest już tak drogi i tak nieosiągalny, jak wcześniej. Wpływ unijnej polityki energetycznej i klimatycznej przełożył się na wyraźnie wyższe opłaty za emisji dwutlenku węgla, które być może będą jeszcze wzrastać w najbliższych latach.

Z naszym członkostwem w Unii Europejskiej wiążemy szereg korzyści, mimo trudności, jakie wiąże się z koniecznością strukturalnych zmian w energetyce. Nie potrafię tych wszystkich pozytywnych aspektów wymienić, nie czuję się tu ekspertem, ale mam poczucie, że jako kraj czerpiemy z członkostwa w Unii znacznie więcej korzyści niż ograniczeń lub kosztów, zwłaszcza, że niezależnie od tego, zmiany w energetyce są potrzebne – zarówno w tej dużej, jak i w tej rozproszonej, zwłaszcza w zakresie użytkowania energii i oddziaływania energetyki na środowisko. W tym gronie zdajemy sobie sprawę z kosztów zewnętrznych funkcjonowania energetyki, związanych z wydobyciem i spalaniem węgla. Można się spierać co do ich wysokości, ale są to kwoty bardzo poważne.

Miałem przyjemność pracować z panią Joanną Panderą w zespole „Czyste ciepło”, działającym przy Ministrze Klimatu. Przedmiotem naszych prac były przewidywane zmiany w ciepłownictwie, zarówno tym systemowym, jak i w indywidualnych źródłach ciepła. Według naszych oszacowań tylko likwidacja indywidualnych kotłów węglowych może zmniejszyć koszty zewnętrzne ciepłownictwa o około 20 mld zł, uwzględniając tylko ich oddziaływanie lokalne i regionalne.

Zarówno w Europie, jak i w Polsce wspieramy rozwój energetyki opartej na odnawialnych źródłach energii (OZE), a elektrownie na paliwa kopalne stopniowo tracą swoją konkurencyjność. Systematycznie podwyższane są standardy emisji zanieczyszczeń, co jest w interesie naszego zdrowia, ale skutkuje koniecznością ponoszenia kolejnych nakładów na instalacje ochrony środowiska w ciepłych elektrowniach konwencjonalnych, bez zwiększenia ich przychodów. Rosnące ceny uprawnień do emisji CO₂ nie wpływają wprost na marże wypracowywane przez elektrownie przy sprzedaży

jednego MWh energii elektrycznej, gdyż skutkują niemal „automatycznym” podwyższeniem ceny energii elektrycznej. W tych warunkach jednak, znacznie większe marże uzyskują wszystkie inne mniej emisyjne lub zeroemisyjne technologie. Bardziej istotne jest to, że są to technologie o niższych kosztach krańcowych i przy obecnych zasadach funkcjonowania rynku energii niejako wypychają one z rynku elektrownie węglowe, ograniczając ich produkcję i wyniki finansowe.

W przeszłości, jeszcze 7-8 lat temu, elektrownie otrzymywały darmowe uprawnienia do emisji CO₂ pokrywające większą część rzeczywistej emisji, a ich wyniki finansowe były znakomite. Rynkowa cena energii pokrywała pełen zmienny koszt jej wytwarzania, w tym koszt emisji CO₂, mimo, że uprawnienia były darmowe. Uzyskiwane marże pokrywały z dużą nadwyżką koszty stałe.

Od roku 2013, gdy elektrownie płaciły za coraz większą część niezbędnych uprawnień, ich rentowność zdecydowanie się pogorszyła. Gdyby nie wprowadzenie rynku mocy, dzisiaj wiele z nich, zwłaszcza z blokami klasy 200 MW opalanych węglem kamiennym, nie tylko generowałoby straty, ale wykazywałoby ujemny własny zysk operacyjny przed potrąceniem odsetek od zaciągniętych zobowiązań oprocentowanych podatków, amortyzacji wartości niematerialnych i prawnych oraz amortyzacji rzeczowych aktywów trwałych EBITDA (ang. *Earnings before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*).

Ten problem zaistnieje ponownie od roku 2025, kiedy elektrownie emitujące więcej niż 0,55 tony CO₂ na megawatogodzinę nie będą mogły korzystać z rynku mocy. Z jednej strony z pewnością będą musiałyby zostać wprowadzone jakieś inne mechanizmy umożliwiające utrzymanie dostatecznej kondycji finansowej przynajmniej części bloków węglowych koniecznych do zapewnienia wymaganej dyspozycyjności sektora wytwarzania, ale z drugiej postępować będą inwestycje w OZE i w bloki gazowo-parowe, które dzisiaj przy niższej cenie gazu i wysokich cenach uprawnień do emisji CO₂ mają niższe koszty krańcowe wytwarzania niż bloki węglowe, zwłaszcza podkrytyczne.

W konsekwencji produkcja energii elektrycznej w blokach węglowych będzie z roku na rok coraz mniejsza i zmniejszać się będzie krajowe wydobycie zarówno węgla kamiennego, jak i brunatnego. W tym kontekście trzeba niestety uznać, że najpóźniej po wyczerpaniu złoża Szczerców zakończy się w Belchatowie produkcja energii elektrycznej z węgla brunatnego. Istniejąca elektrownia zostanie wyłączona.

Budowane dzisiaj w Polsce nowe bloki opalane gazem ziemnym, w tym w gazowe układy kogeneracyjne, uważane są za rozwiązanie przejściowe. Będą jednak potrzebne co najmniej przez kolejne 20-30 lat, w czasie w którym będzie stale przyrastać moc zainstalowana w OZE i będą rozwijane technologie krótko- i długoterminowego (sezonowego) magazynowania energii.

Będą natomiast budowane wielkoskalowe wiatrowe farmy morskie i lądowe oraz duże farmy fotowoltaiczne. Ich moce wytwórcze będą systematycznie powiększane przez następne kilkadziesiąt lat. Gwałtownie rozwija się energetyka rozproszona – instalacje małej mocy i mikrosystemy o mocy kilku kilowatów – w znakomitej większości przydomowe układy paneli fotowoltaicznych. Duże przyszłe zdolności wytwórcze paneli fotowoltaicznych, które pracują z największymi mocami latem, z ograniczoną wydajnością zimą, będą wymagać zastosowania sezonowego magazynowania energii, aby energia pozyskana latem pozostawała do dyspozycji zimą. Biorąc pod uwagę skalę tych inwestycji, poszukując właściwych kierunków rozwoju regionu bełchatowskiego można rozważać możliwości włączenia się, z korzyścią dla całej gospodarki narodowej, w łańcuch produkcji urządzeń, które będą stosowane w przyszłościowych systemach energetycznych: urządzeń wykorzystujących OZE, w tym paneli, wiatraków, układów biomasowych lub biogazowych, urządzeń służących do wytwarzania paliw pochodnych z nadwyżek energii elektrycznej, w tym produkcji wodoru, budowy magazynów wodoru (magazynów paliw pochodnych), urządzeń, w których te paliwa będą przetwarzane ponownie na energię elektryczną.

Profesor Jan Popczyk zwrócił uwagę na potrzebę istotnego zmniejszenia zapotrzebowania na energię końcową. Dotyczy to w zasadzie każdego celu użytkowania energii, ale w szczególności należy wskazać na konieczność zmniejszenia zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania pomieszczeń. Głęboka termomodernizacja praktycznie wszystkich istniejących budynków, będzie się wiązać z bardzo dużym zapotrzebowaniem na nowoczesne materiały izolacyjne i na związane z tą modernizacją usługi. Zmianie ulegną także technologie ogrzewania budynków. Spodziewamy się, że piece i kotły węglowe będą w części i tymczasowo zastępowane kotłami gazowymi, ale nastąpi też znaczący rozwój rynku pomp ciepła – powietrznych i być może także gruntowych. Pompy ciepła do ogrzewania budynków są już dzisiaj stosowane i ich rynek rośnie bardzo gwałtownie. Wstępne szacunki wskazują, że do 2030 roku potrzebujemy w kraju potencjalnie nawet 2 mln indywidualnych pomp ciepła. Będą być stosowane może również w układach

hybrydowych, z mikro instalacjami fotowoltaicznymi. Zatem kolejnymi sektorami rynku, który mógłby się rozwijać w Belchatowie może być produkcja materiałów termoizolacyjnych, produkcja pomp ciepła lub ich składowych.

Rozważając trendy zmian w przetwarzaniu i użytkowaniu energii nie można zapomnieć także o technologiach inteligentnych (inteligentnych sieciach elektroenergetycznych, inteligentnych budynkach) oraz o transporcie elektrycznym (ładowarkach, komponentach samochodów elektrycznych i innych).

Gdzie zatem szukać szans dla Belchatowa? Prawdopodobnie już nie w produkcji energii elektrycznej. Nie będzie też produkcji płyt gipsowych z gipsu uzyskiwanego dzisiaj z instalacji odsiarczania spalin. Skoro jednak pojawi się zapotrzebowanie na nowe urządzenia, w tym te do wytwarzania, magazynowania i przetwarzania energii i na nowe materiały – to może właśnie produkcja niektórych z nich lub ich komponentów mogłaby zostać zorganizowana w regionie belchatowskim, w oparciu o istniejącą tu infrastrukturę. Bez głębszych analiz nie można wskazać najlepszych rozwiązań, ale może warto zastanowić się nad szansami pozyskania technologii produkcji np. łopat do turbin wiatrowych, szczególnych typów paneli fotowoltaicznych, pomp ciepła, szczególnych rodzajów ogniw paliwowych, wspomnianych nowoczesnych materiałów izolacyjnych, układów automatyki niezbędnych w sieciach inteligentnych i w inteligentnych instalacjach wewnątrzbudynkowych.

Konwersja energetyki na zero-emisyjną to także znaczący rynek usług montażowych i serwisowych. W tym kierunku mogą się przekształcać istniejące w regionie belchatowskim spółki montażowe i remontowe dostosowane dzisiaj do potrzeb górnictwa i energetyki węglowej.

Można też oczywiście wskazać na możliwe nowe inwestycje stricte energetyczne w Belchatowie – nowe farmy wiatrowe lub fotowoltaiczne. Obsługa tych obiektów nie wymaga jednak zbyt wielu miejsc pracy. Owszem, byłby źródłem podatków lokalnych, co jest ważne dla władz samorządowych, bo w przyszłości znikną podatki wpłacane dzisiaj przez kopalnię i elektrownię.

Belchatów jest rozważany jako jedno z miejsc do ulokowania elektrowni jądrowej. Nie jest to lokalizacja „pierwszej kolejności”, ale po zalaniu odkrywki Belchatów, w oparciu o wodę z tego nowego sztucznego zbiornika może tu kiedyś powstać trzecia lub czwarta polska elektrownia jądrowa. Dzisiaj są to jednak wyłącznie spekulacje.

Zapewnienie takiej liczby miejsc pracy, jaką oferuje dzisiaj kopalnia i elektrownia, będzie niezwykle trudne. Aby tak się stało, konieczne będzie skupienie na Belchatowie uwagi wielu inwestorów i wielokierunkowy rozwój lokalnego przemysłu i usług. Do tych nowych potrzeb będą musiały zostać dostosowane wykształcenie i kompetencje belchatowskiej społeczności. Przez kolejne kilkanaście lat eksploatacja kopalni i elektrowni będzie prowadzona przez stopniowo malejącą załogę, składającą się głównie z osób już dzisiaj pracujących w tych zakładach. Młode pokolenie musi zdobywać wykształcenie w nowych kierunkach i trzeba mu zapewnić takie warunki, aby zechciało w Belchatowie pozostać. Podobny problem będzie zapewne na Górnym Śląsku, tyle tylko, że w Belchatowie może on zaistnieć wcześniej i z większą dynamiką, bo będzie wynikał ze stopniowego zaniku olbrzymiej kopalni i największej w Polsce elektrowni.