

OPŁACALNOŚĆ MODERNIZACJI ORAZ BUDOWY NOWYCH BLOKÓW WĘGLOWYCH NA PARAMETRY NADKRYTYCZNE W TECHNOLOGII CCS

Ryszard BARTNIK, Zbigniew BURYN, Anna HNYDIUK-STEFAN

Streszczenie: W pracy poddano analizie porównawczej opłacalność ekonomiczną budowy nowych bloków węglowych na parametry nadkrytyczne bez i z technologią CCS, z opłacalnością ekonomiczną modernizacji już istniejących, zamortyzowanych bloków. Technologia CCS umożliwiłaby ich pracę przez kolejnych kilkadziesiąt lat bez konieczności zakupu kosztownych uprawnień do emisji CO₂. W pracy przeanalizowano koszty związane z modernizacją istniejących bloków do technologii CCS oraz budowy nowych elektrowni w technologii spalania tlenowego wraz z dogłębną analizą zmiennych kosztów eksploatacyjnych wpływających na opłacalność produkcji energii elektrycznej.

Słowa kluczowe: energetyka węglowa, CCS, opłacalność ekonomiczna

1. Wprowadzenie

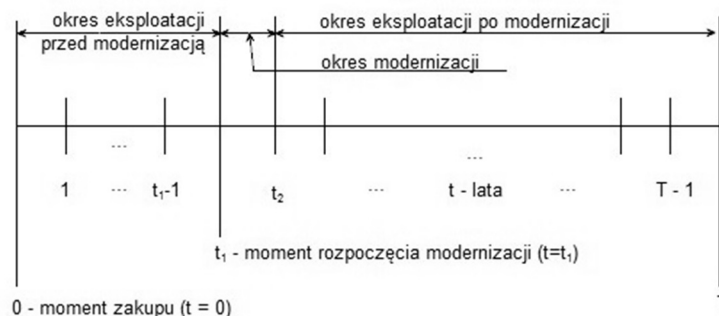
Katastrofalny w skutkach dla finansów państwa i energetyki podpisany przez polski rząd w grudniu 2008 roku pakiet klimatyczno-energetyczny, i następnie jego rozszerzenie w początkach roku 2015, wymusza podjęcie strategicznych decyzji, w jakie technologie wytwarzania energii elektrycznej należy inwestować, by minimalizować skutki pakietu. Fundamentalne są przy tym pewność, stabilność i ciągłość jej dostaw oraz, co szalenie ważne, bezpieczeństwo energetyczne Polski. Od 2020 roku nie będzie bezpłatnych przydziałów emisji CO₂ i trzeba będzie zapłacić za każdą tonę wyemitowanego dwutlenku węgla, w sumie ok. 30 mld PLN rocznie. Oczywiście jest, że optymalną technologią jest ta, dla której jednostkowy koszt wytwarzania elektryczności jest najmniejszy. Należy zatem znaleźć odpowiedź na pytanie: czy opłaca się budować nowe, zeroemisyjne bloki węglowe z instalacjami CCS wychwytu, transportu i składowania CO₂ w głębokich formacjach geologicznych uwzględniając w rachunku ekonomicznym brak wówczas konieczności zakupu pozwoleń na emisję CO₂.

W pracy [1] przedstawiono analizę ekonomiczną jednostkowych kosztów produkcji elektryczności w nowo wybudowanych blokach w różnych technologiach jej wytwarzania. W pracach [2–4] przedstawiono metodykę strategii inwestowania. W niniejszej pracy przeanalizowano opłacalność ekonomiczną budowy nowych bloków węglowych na parametry nadkrytyczne bez i z technologią CCS.

W pracy analizie ekonomicznej poddano modernizację nowo wybudowanego bloku na parametry nadkrytyczne do bloku pracującego w technologii CCS oxy-spalania poprzez jego nadbudowę tlenownią kriogeniczną [2, 3].

2. Metodyka obliczeń jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej w zmodernizowanym bloku energetycznym

Na rysunku 1. przedstawiono diagram czasowy, jakim posłużono się do zbudowania modelu matematycznego służącego do analizy efektywności ekonomicznej modernizacji bloków [2].



Rys. 1. Diagram czasowy pracy zmodernizowanego bloku

Średni jednostkowy koszt $k_{el,śr}$ produkcji energii elektrycznej w zmodernizowanym bloku można wyznaczyć ze wzoru [2]:

$$\begin{aligned}
 k_{el,śr} = & \left(\frac{N_{el} t_R}{\eta_{el}} (1 + x_{wu,m,od}) \frac{e^{i=0}}{a_{pal} - r} \left[e^{(a_{pal} - r)k_1} - 1 \right] + \right. \\
 & + \frac{N_{el} t_R}{\eta_{el}} \frac{\rho_{CO_2} P_{CO_2}}{a_{CO_2} - r} \left[e^{(a_{CO_2} - r)k_1} - 1 \right] + \frac{N_{el} t_R}{\eta_{el}} \frac{\rho_{CO} P_{CO}}{a_{CO} - r} \left[e^{(a_{CO} - r)k_1} - 1 \right] + \\
 & + \frac{N_{el} t_R}{\eta_{el}} \frac{\rho_{NO_x} P_{NO_x}}{a_{NO_x} - r} \left[e^{(a_{NO_x} - r)k_1} - 1 \right] + \frac{N_{el} t_R}{\eta_{el}} \frac{\rho_{SO_2} P_{SO_2}}{a_{SO_2} - r} \left[e^{(a_{SO_2} - r)k_1} - 1 \right] + \\
 & + \frac{N_{el} t_R}{\eta_{el}} \frac{\rho_{pyl} P_{pyl}}{a_{pyl} - r} \left[e^{(a_{pyl} - r)k_1} - 1 \right] + \frac{N_{el} t_R}{\eta_{el}} (1 - u) \frac{\rho_{CO_2} e^{i=0}}{b_{CO_2} - r} \left[e^{(b_{CO_2} - r)k_1} - 1 \right] + \\
 & + J (1 + x_{pd,p,ub}) \frac{\delta_{rem}}{r} (1 - e^{-r t_1}) + zJ \left[1 + \frac{1}{T} - \left(1 + \frac{1}{T} - \frac{t_1}{T} \right) e^{-r t_1} \right] + \\
 & + \frac{N_{el} t_R^M}{\eta_{el}^M} (1 + x_{wu,m,od}) \frac{e^{M,i=t_1}}{a_{pal}^M - r} \left[e^{(a_{pal}^M - r)k_2} - e^{(a_{pal}^M - r)k_1} \right] + \\
 & + \frac{N_{el} t_R^M}{\eta_{el}^M} \frac{\rho_{CO_2} P_{CO_2}^{M,i=t_1}}{a_{CO_2}^M - r} \left[e^{(a_{CO_2}^M - r)k_2} - e^{(a_{CO_2}^M - r)k_1} \right] + \frac{N_{el} t_R^M}{\eta_{el}^M} \frac{\rho_{CO} P_{CO}^{M,i=t_1}}{a_{CO}^M - r} \left[e^{(a_{CO}^M - r)k_2} - e^{(a_{CO}^M - r)k_1} \right] + \\
 & + \frac{N_{el} t_R^M}{\eta_{el}^M} \frac{\rho_{NO_x} P_{NO_x}^{M,i=t_1}}{a_{NO_x}^M - r} \left[e^{(a_{NO_x}^M - r)k_2} - e^{(a_{NO_x}^M - r)k_1} \right] + \frac{N_{el} t_R^M}{\eta_{el}^M} \frac{\rho_{SO_2} P_{SO_2}^{M,i=t_1}}{a_{SO_2}^M - r} \left[e^{(a_{SO_2}^M - r)k_2} - e^{(a_{SO_2}^M - r)k_1} \right] + \\
 & + \frac{N_{el} t_R^M}{\eta_{el}^M} \frac{\rho_{pyl} P_{pyl}^{M,i=t_1}}{a_{pyl}^M - r} \left[e^{(a_{pyl}^M - r)k_2} - e^{(a_{pyl}^M - r)k_1} \right] + \frac{N_{el} t_R^M}{\eta_{el}^M} (1 - u^M) \frac{\rho_{CO_2} e^{M,i=t_1}}{b_{CO_2}^M - r} \left[e^{(b_{CO_2}^M - r)k_2} - e^{(b_{CO_2}^M - r)k_1} \right] + \\
 & + \frac{(J + J_M) \delta_{rem}^M}{r} (e^{-r t_1} - e^{-r t_2}) + zJ \left[\left(1 + \frac{1}{T} - \frac{t_1}{T} \right) e^{-r t_1} - \left(1 + \frac{1}{T} - \frac{t_2}{T} \right) e^{-r t_2} \right] + \\
 & + J_M \left[\left(1 + \frac{1}{T - t_1} - \frac{t_1}{T - t_1} \right) e^{-r t_1} - \left(1 + \frac{1}{T - t_1} - \frac{t_2}{T - t_1} \right) e^{-r t_2} \right] +
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& + \frac{N_{el}^{mod} t_R^{mod}}{\eta_{el}^{mod}} (1 + x_{wu,m,od}) \frac{e_{pal}^{mod,t=t_2}}{a_{pal}^{mod} - r} \left[e^{(a_{pal}^{mod} - r)T} - e^{(a_{pal}^{mod} - r)t_2} \right] + \\
& + \frac{N_{el}^{mod} t_R^{mod}}{\eta_{el}^{mod}} \frac{\rho_{CO_2} P_{CO_2}^{mod,t=t_2}}{a_{CO_2}^{mod} - r} \left[e^{(a_{CO_2}^{mod} - r)T} - e^{(a_{CO_2}^{mod} - r)t_2} \right] + \frac{N_{el}^{mod} t_R^{mod}}{\eta_{el}^{mod}} \frac{\rho_{CO} P_{CO}^{mod,t=t_2}}{a_{CO}^{mod} - r} \left[e^{(a_{CO}^{mod} - r)T} - e^{(a_{CO}^{mod} - r)t_2} \right] \\
& + \frac{N_{el}^{mod} t_R^{mod}}{\eta_{el}^{mod}} \frac{\rho_{NO_x} P_{NO_x}^{mod,t=t_2}}{a_{NO_x}^{mod} - r} \left[e^{(a_{NO_x}^{mod} - r)T} - e^{(a_{NO_x}^{mod} - r)t_2} \right] + \frac{N_{el}^{mod} t_R^{mod}}{\eta_{el}^{mod}} \frac{\rho_{SO_2} P_{SO_2}^{mod,t=t_2}}{a_{SO_2}^{mod} - r} \left[e^{(a_{SO_2}^{mod} - r)T} - e^{(a_{SO_2}^{mod} - r)t_2} \right] + \\
& + \frac{N_{el}^{mod} t_R^{mod}}{\eta_{el}^{mod}} \frac{\rho_{pyt} P_{pyt}^{mod,t=t_2}}{a_{pyt}^{mod} - r} \left[e^{(a_{pyt}^{mod} - r)T} - e^{(a_{pyt}^{mod} - r)t_2} \right] + \frac{N_{el}^{mod} t_R^{mod}}{\eta_{el}^{mod}} (1 - u^{mod}) \frac{\rho_{CO_2} e_{CO_2}^{mod,t=t_2}}{b_{CO_2}^{mod} - r} \left[e^{(b_{CO_2}^{mod} - r)T} - e^{(b_{CO_2}^{mod} - r)t_2} \right] + \\
& + \frac{(J + J_M)(1 + x_{pl,p,ub}) \delta_{rem}^{mod}}{r} (e^{-rt_2} - e^{-rT}) + zJ \left[\left(1 + \frac{1}{T} - \frac{t_2}{T} \right) e^{-rt_2} - \frac{1}{T} e^{-rT} \right] + \\
& + J_M \left[\left(1 + \frac{1}{T - t_1} - \frac{t_2}{T - t_1} \right) e^{-rt_2} - \left(1 + \frac{1}{T - t_1} - \frac{T}{T - t_1} \right) e^{-rT} \right] \Bigg\} \times \\
& \times \frac{r}{N_{el} (1 - \varepsilon_{el}) (1 - e^{-rt_1})_R^M + N_{el}^M (1 - \varepsilon_{el}^M) (e^{-rt_1} - e^{-rt_2})_R^M + N_{el}^{mod} (1 - \varepsilon_{el}^{mod}) (e^{-rt_2} - e^{-rT})_R^{mod}}
\end{aligned} \tag{1}$$

gdzie:

$a_{pal}, a_{CO_2}, a_{CO}, a_{SO_2}, a_{NO_x}, a_{pyt}, b_{CO_2}$ – wykładniki eksponent obrazujących zmiany w czasie

cen paliwa, taryfowych opłat środowiskowych, zakupu pozwoleń na emisję CO₂,

b – okres trwania budowy bloku wyrażony w latach,

$e_{pal}^{t=0}, e_{CO_2}^{t=0}, P_{CO_2}^{t=0}$ itd. – początkowe wartości cen paliwa, zakupu pozwoleń na emisję CO₂,

taryfowych opłat środowiskowych,

J – nakład inwestycyjny poniesiony na budowę bloku,

J_M – nakład inwestycyjny poniesiony na modernizację bloku,

N_{el} – moc elektryczna brutto bloku,

r – stopa oprocentowania kapitału inwestycyjnego (w obliczeniach przyjęto $r = 7\%$),

t_R – roczny czas pracy bloku,

t_1 – rok rozpoczęcia modernizacji bloku,

t_2 – rok zakończenia modernizacji bloku,

T – wyrażony w latach kalkulacyjny okres eksploatacji bloku (w obliczeniach przyjęto $T = 20$ lat),

u – udział energii chemicznej paliwa w całkowitym jej rocznym zużyciu, dla którego nie jest wymagany zakup pozwoleń na emisję CO₂,

$x_{wu,m,od}$ – współczynnik uwzględniający koszty wody uzupełniającej, materiałów pomocniczych, odprowadzania ścieków, składowania żużla, odpadów,

$x_{pl,p,ub}$ – współczynnik uwzględniający koszty płac, podatków, ubezpieczeń itd.,

z – współczynnik dyskontujący (współczynnik zamrożenia) kapitał inwestycyjny J na moment zakończenia budowy inwestycji,

ε_{el} – wskaźnik elektrycznych potrzeb własnych bloku,

δ_{rem} – roczna stopa kosztów stałych zależnych od nakładów inwestycyjnych (koszty konserwacji, remontów urządzeń),

η_{el} – sprawność energetyczna brutto bloku,

ρ_{CO_2} , ρ_{CO} , ρ_{NO_x} , ρ_{SO_2} , $\rho_{pył}$ – emisje CO₂, CO, NO_x, SO₂, pyłu na jednostkę energii chemicznej paliwa.

W przypadku modernizacji bloku do technologii CCS spalania tlenowego, we wzorze (1) w kosztach eksploatacji zmodernizowanego bloku, a więc w przedziale czasu od t_2 do T , nie występują koszty emisji zanieczyszczeń do atmosfery powstałych ze spalania węgla i zakupu pozwoleń na emisję CO₂. Zamiast nich występuje koszt transportu dwutlenku węgla do miejsca jego składowania, zatłaczania i magazynowania [2].

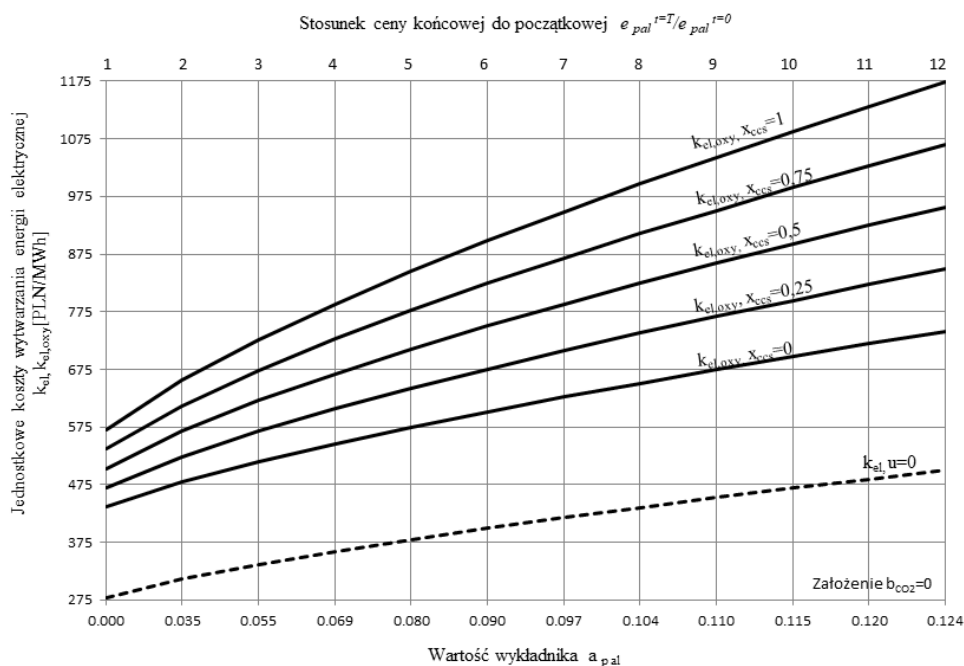
3. Dyskusja i analiza rezultatów przykładowych obliczeń opłacalności ekonomicznej modernizacji istniejących bloków węglowych

Analizie opłacalności ekonomicznej poddano modernizację nowo wybudowanego bloku na parametry nadkrytyczne o mocy 460 MW do technologii CCS oxy-spalania [2, 3]. Przyjęto, że $N_{el}^M = 460\text{MW}$, jako że blok w okresie dwóch lat, gdy budowana jest tlenownia kriogeniczna, może pracować.

Ponadto założono wartość udziału u energii chemicznej paliwa w całkowitym jej rocznym zużyciu, dla którego nie jest wymagany zakup pozwoleń na emisję CO₂ równą zero, $u = 0$, jako że od 2020 roku nie będzie już darmowych przydziałów. Przyjęto ponadto, że zerowym wartościom wykładników a_{pal} , a_{gaz} , b_{CO_2} itd. odpowiadają aktualne ceny węgla, gazu, zakupu uprawnień do emisji tony dwutlenku węgla itd. Na przykład w eksponencie $e_{pal}(t) = e_{pal}^{t=0} e^{a_{pal}t}$ obrazującej zmianę w czasie ceny węgla, aktualna jej wartość wynosi $e_{pal}^{t=0} = 11,4 \text{ PLN/GJ} = 41 \text{ PLN/MWh}$. Wyniki obliczeń jednostkowego kosztu produkcji elektryczności w bloku przedstawiono na rysunkach 2–9 dla kilku wybranych, z nieograniczonej liczby, możliwych scenariuszy zmian w czasie cen paliw i emisji tony CO₂.

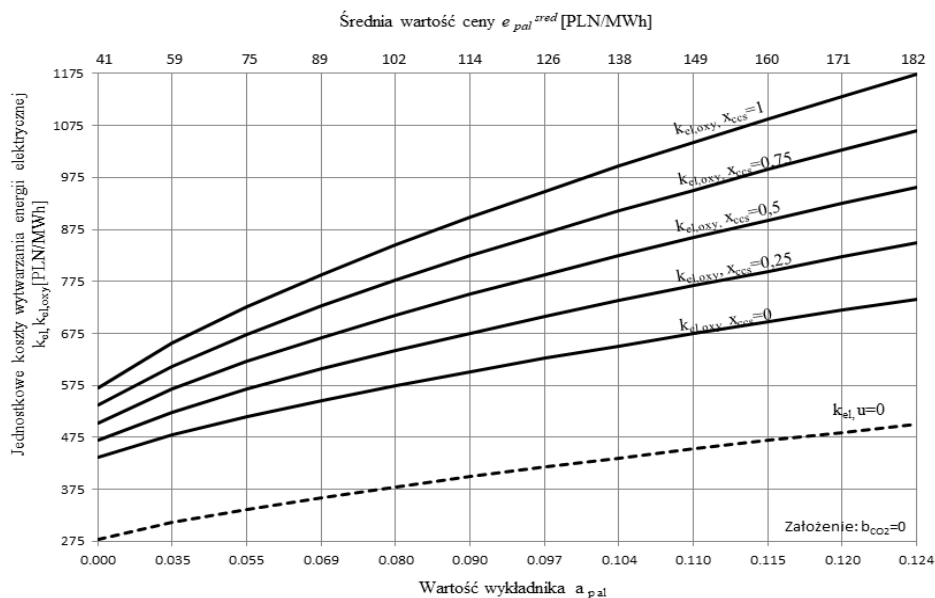
Na rysunkach 2–5 przedstawiono zestawienie porównawcze jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej w nowo wybudowanym bloku na nadkrytyczne parametry pary w technologii konwencjonalnej, tj. przy spalaniu węgla w atmosferze powietrza oraz w technologii CCS spalania w atmosferze tlenu technicznego oraz zawracanego w odpowiedniej proporcji dwutlenku węgla (tzw. proces oxy-fuel) [2]. Wyniki przedstawiono, o czym już powyżej wspomniano, wielowariantowo, tj. dla różnych średnich wartości cen węgla w przedziale czasu $\langle 0, T \rangle$ zgodnie z przedstawionym powyżej równaniem eksponenty oraz dla różnych średnich cen zakupu uprawnień do emisji tony dwutlenku węgla zgodnie z eksponentą $e_{CO_2}(t) = e_{CO_2}^{t=0} e^{b_{CO_2}t}$. Jak wynika z rezultatów obliczeń, jednostkowy koszt $k_{el,oxy}$ produkcji energii elektrycznej w bloku pracującym w technologii CCS jest co najmniej dwa razy wyższy od kosztu k_{el} w bloku konwencjonalnym. Aby koszt ten był mniejszy od kosztu w bloku bez CCS, to spełnienie relacji $k_{el,oxy} \leq k_{el}$ będzie możliwe dopiero wówczas, gdy średnia cena $e_{CO_2}^{śred}$ zakupu uprawnień do emisji tony

dwutlenku węgla będzie wyższa od ok. 400 PLN/Mg_{CO₂} (obecna cena wynosi $e_{CO_2}^{t=0} \cong 29 \text{ PLN/Mg}_{CO_2}$) – rys. 4. Wydaje się mało prawdopodobne, aby kiedykolwiek mogło to nastąpić. Koszt $k_{el,oxy}$ byłby bowiem wówczas znacznie wyższy od kosztu wytwarzania elektryczności w blokach jądrowych, który wynosi ok. 420 PLN/MWh [1]. Budowa zatem w tej sytuacji bloków z instalacjami CCS byłaby pozbawiona całkowicie sensu ekonomicznego.

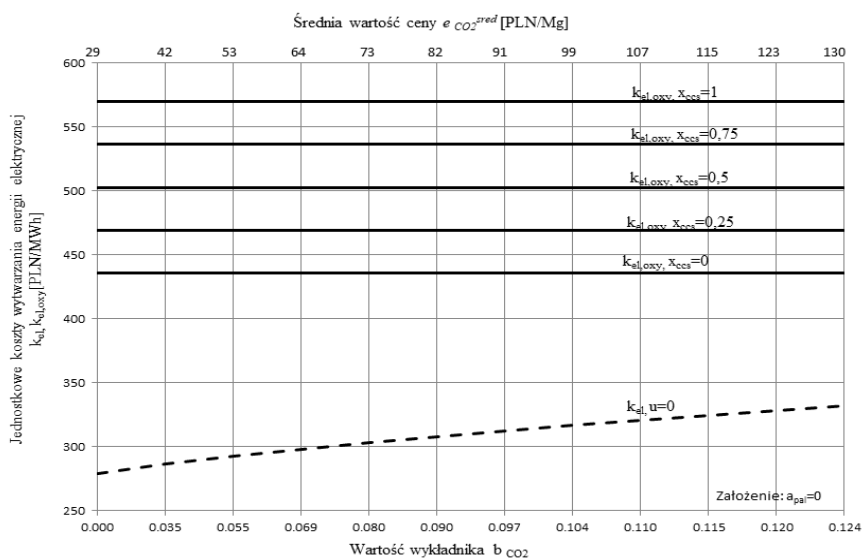


Rys. 2. Jednostkowe koszty produkcji energii elektrycznej w bloku na parametry nadkrytyczne o mocy 460 MW w funkcji wartości wykładnika eksponenty a_{pal} oraz stosunku cen $e_{pal}^{t=T}/e_{pal}^{t=0}$, gdzie: k_{el} – dotyczy bloku węglowego przy spalaniu powietrznym; $k_{el, oxy}$ – dotyczy bloku węglowego przy spalaniu tlenowym; x_{ccs} – współczynnik uwzględniający koszt transportu dwutlenku węgla do miejsca jego składowania, zatłaczania i magazynowania

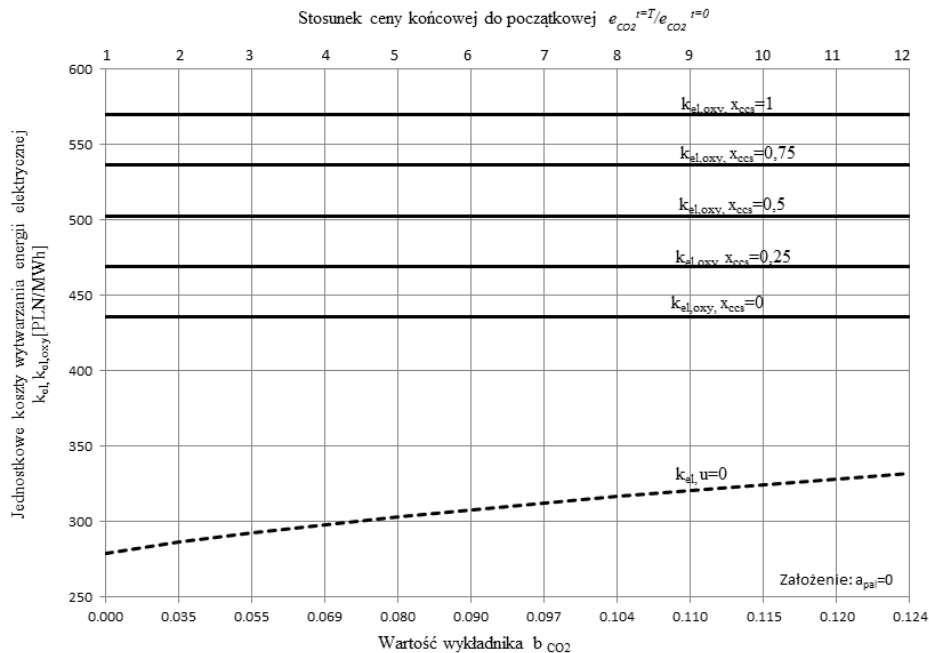
Źródło: [2]



Rys. 3. Jednostkowe koszty produkcji energii elektrycznej w bloku na parametry nadkrytyczne o mocy 460 MW w funkcji średniej ceny paliwa e_{pal}^{sred} oraz wartości wykładnika eksponenty a_{pal} , gdzie: k_{el} – dotyczy bloku węglowego przy spalaniu powietrznym; $k_{el,oxy}$ – dotyczy bloku węglowego przy spalaniu tlenowym

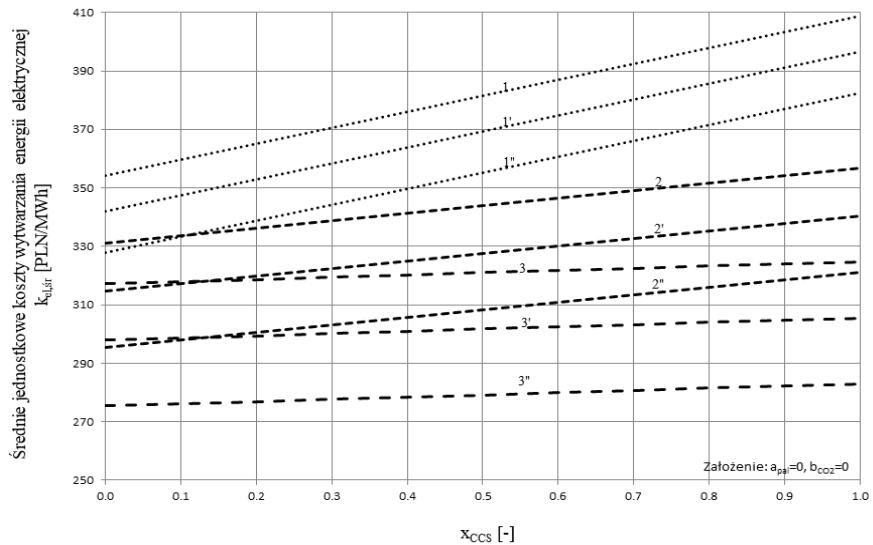


Rys. 4. Jednostkowe koszty produkcji energii elektrycznej w bloku na parametry nadkrytyczne o mocy 460 MW w funkcji ceny średniej $e_{CO_2}^{sred}$ zakupu uprawnień do emisji tony CO₂ oraz wartości wykładnika eksponenty b_{CO_2} , gdzie: k_{el} – dotyczy bloku węglowego przy spalaniu powietrznym; $k_{el,oxy}$ – dotyczy bloku węglowego przy spalaniu tlenowym

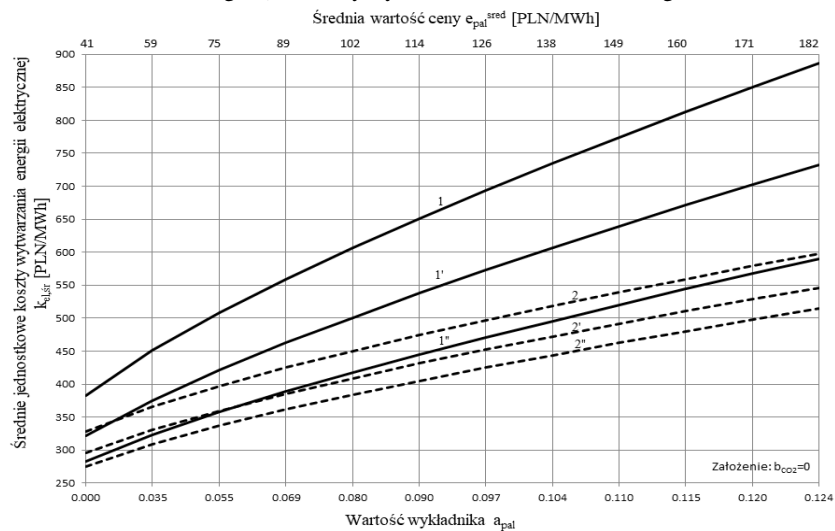


Rys. 5. Jednostkowe koszty produkcji energii elektrycznej w bloku na parametry nadkrytyczne o mocy 460 MW w funkcji stosunku cen $e_{CO_2}^{t=T}/e_{CO_2}^{t=0}$ emisji CO₂ oraz wartości wykładnika eksponenty b_{CO_2} , gdzie: k_{el} – dotyczy bloku węglowego przy spalaniu powietrznym; $k_{el,oxy}$ – dotyczy bloku węglowego przy spalaniu tlenowym

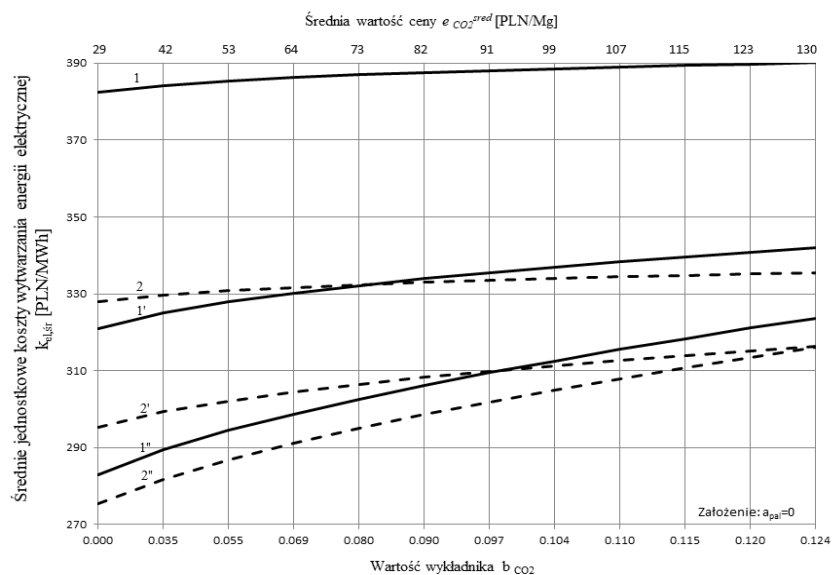
Na rysunkach 6–9 przedstawiono wyniki obliczeń wartości jednostkowego kosztu wytwarzania elektryczności w bloku na nadkrytyczne parametry pary zmodernizowanym do technologii CCS oxy-spalania. Przedstawiono je w zależności od roku t_1 rozpoczęcia modernizacji. Nakłady inwestycyjne na modernizację przyjęto w wysokości $J_M = 1,196$ mld PLN (jednostkowe nakłady wynoszą $i_M = 2,6$ mln PLN/MW). Jak wynika z analizy wykresów, im rok t_1 jest odleglejszy, tym mniejszy jest jednostkowy koszt elektryczności. Jest to oczywiste, bowiem koszt w bloku w technologii CCS jest wyższy, co najmniej dwa razy, od kosztu bez tej technologii, a więc im rok rozpoczęcia modernizacji jest bardziej odległy, tym koszt jednostkowy w zmodernizowanym bloku jest mniejszy. Należy zatem jednoznacznie stwierdzić, że modernizacja bloku do technologii CCS oxy-spalania jest całkowicie nieopłacalna. Korzystniej jest kupować pozwolenia na emisję dwutlenku węgla aniżeli modernizować blok i nie emitować CO₂ do atmosfery, mimo tego, że koszt emisji CO₂ jest duży. Jego wartość przy aktualnej jednostkowej (na jednostkę energii) cenie węgla równej 11,4 PLN/GJ i cenie emisji tony CO₂ równej 29 PLN wynosi 25% kosztu węgla. Koszt ten jest więc trzecim pod względem wysokości, po kosztach zakupu węgla i kapitałowym, składnikiem rocznych kosztów działania bloku, i istotnie zatem wpływa na zwiększenie jednostkowego kosztu wytwarzania elektryczności. Nawet kilkunastokrotny wzrost ceny e_{CO_2} nie spowoduje jednak, że bardziej opłacalna byłaby technologia CCS – rys. 4, 5, 8.



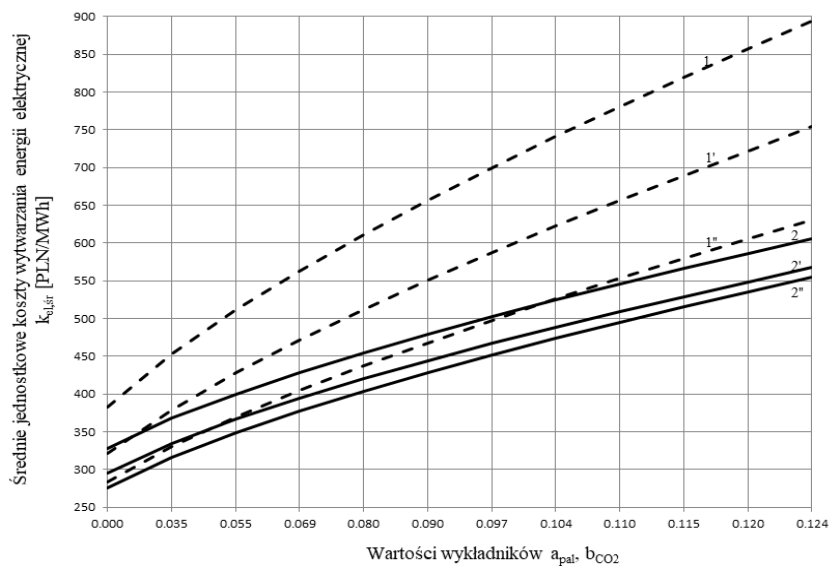
Rys. 6. Jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej w bloku o mocy 460 MW na nadkrytyczne parametry pary zmodernizowanym do technologii CCS spalania tlenowego w funkcji współczynnika x_{ccs} uwzględniającego koszt transportu dwutlenku węgla do miejsca jego składowania, załączania i magazynowania, gdzie: 1 – dotyczy $t_1 = 5$ lat, $eco_2 = 20$ euro/MgCO₂; 1' – dotyczy $t_1 = 5$ lat, $eco_2 = 14$ euro/MgCO₂; 1'' – dotyczy $t_1 = 5$ lat, $eco_2 = 7$ euro/MgCO₂; 2 – dotyczy $t_1 = 10$ lat, $eco_2 = 20$ euro/MgCO₂; 2' – dotyczy $t_1 = 10$ lat, $eco_2 = 14$ euro/MgCO₂; 2'' – dotyczy $t_1 = 10$ lat, $eco_2 = 7$ euro/MgCO₂; 3 – dotyczy $t_1 = 15$ lat, $eco_2 = 20$ euro/MgCO₂; 3' – dotyczy $t_1 = 15$ lat, $eco_2 = 14$ euro/MgCO₂; 3'' – dotyczy $t_1 = 15$ lat, $eco_2 = 7$ euro/MgCO₂



Rys. 7. Jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej w bloku o mocy 460 MW na nadkrytyczne parametry pary zmodernizowanym do technologii CCS spalania tlenowego w funkcji średniej ceny paliwa e_{pal}^{sred} oraz wartości eksponenty a_{pal} , gdzie: 1 – dotyczy $t_1 = 5$ lat, $x_{ccs} = 1$; 1' – dotyczy $t_1 = 10$ lat, $x_{ccs} = 1$; 1'' – dotyczy $t_1 = 15$ lat, $x_{ccs} = 1$; 2 – dotyczy $t_1 = 5$ lat, $x_{ccs} = 0$; 2' – dotyczy $t_1 = 10$ lat, $x_{ccs} = 0$; 2'' – dotyczy $t_1 = 15$ lat, $x_{ccs} = 0$



Rys. 8. Jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej w bloku o mocy 460 MW na nadkrytyczne parametry pary zmodernizowanym do technologii CCS spalania tlenowego w funkcji średniej ceny $e_{CO_2}^{śred}$ emisji CO_2 oraz wartości eksponenty b_{CO_2} , gdzie: 1 – dotyczy $t_1 = 5$ lat, $x_{CCS} = 1$; 1' – dotyczy $t_1 = 10$ lat, $x_{CCS} = 1$; 1'' – dotyczy $t_1 = 15$ lat, $x_{CCS} = 1$; 2 – dotyczy $t_1 = 5$ lat, $x_{CCS} = 0$; 2' – dotyczy $t_1 = 10$ lat, $x_{CCS} = 0$; 2'' – dotyczy $t_1 = 15$ lat, $x_{CCS} = 0$



Rys. 9. Jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej w bloku o mocy 460 MW na nadkrytyczne parametry pary zmodernizowanym do technologii CCS spalania tlenowego w funkcji wartości wykładników eksponenty a_{pa} oraz b_{CO_2} , gdzie: 1 – dotyczy $t_1 = 5$ lat, $x_{CCS} = 1$; 1' – dotyczy $t_1 = 10$ lat, $x_{CCS} = 1$; 1'' – dotyczy $t_1 = 15$ lat, $x_{CCS} = 1$; 2 – dotyczy $t_1 = 5$ lat, $x_{CCS} = 0$; 2' – dotyczy $t_1 = 10$ lat, $x_{CCS} = 0$; 2'' – dotyczy $t_1 = 15$ lat, $x_{CCS} = 0$

4. Podsumowanie

Wyniki przeprowadzonych analiz jednoznacznie pokazują, że najracjonalniejszą strategią inwestycyjną w źródła energii elektrycznej dla Polski, gwarantującą przy tym bezpieczeństwo energetyczne kraju, a także, co szalenie ważne, stabilność, pewność i ciągłość jej dostaw, jest modernizacja już istniejących elektrowni, a nie budowa nowych bloków węglowych. Nakłady modernizacyjne, nawet przy wymianie kotłów i turbin parowych na nowe o wyższych parametrach termicznych pary świeżej, są małe w porównaniu z nakładami na nowe bloki węglowe na parametry nadkrytyczne, w których trzeba budować całą infrastrukturę elektrowni, a która w modernizowanych już istnieje. Co najwyżej trzeba ją będzie również zrewitalizować. Jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej w tak zmodernizowanych blokach nawet przy koniecznym wówczas zakupie pozwoleń na emisję CO₂ są zdecydowanie niższe od kosztów w nowych blokach węglowych, a więc i podwyżki cen energii w kraju będą niewielkie. Gdy zmiksuje się je ponadto z kosztami z nowo wybudowanych elektrowni jądrowych, to w dalszym ciągu podwyżki będą małe.

Wyniki przeprowadzonych analiz wyraźnie wskazują jednak, że zarówno modernizacja jak i budowa nowych bloków w technologii CCS jest nieopłacalna ekonomicznie. Dopiero poziom cenowy zakupu uprawnień do emisji CO₂ to około 400 PLN/Mg_{CO₂} spowodowałby większą opłacalność zastosowania technologii CCS z realizacją spalania tlenowego w miejsce obecnie realizowanego spalania powietrznego.

Kolejną ważną możliwością modernizacji istniejących bloków węglowych jest ich nadbudowa turbozespołem gazowym mimo drogiego gazu ziemnego. Sprawność energetyczna tak zmodernizowanych bloków, co bardzo istotne, wzrośnie do ok. 50% i emisja dwutlenku węgla na MWh wyprodukowanej energii elektrycznej zmaleje o połowę. Jednocześnie jednostkowy koszt wytwarzania w nich elektryczności jest również relatywnie niski. Dla aktualnych cen węgla i gazu jest niewiele wyższy od kosztów w zmodernizowanych blokach węglowych na wyższe parametry pary świeżej. Co więcej, i co bardzo ważne, taka nadbudowa podwaja moc elektryczną bloku [4, 5, 6].

Obok modernizacji istniejących bloków węglowych należy budować „czyste”, mające pełne uzasadnienie ekonomiczne elektrownie jądrowe [1, 7]. Konieczny jest bowiem znaczący przyrost mocy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, jako że przewidywany wzrost zużycia energii elektrycznej w Polsce jest jednym z najwyższych w Europie.

Literatura

1. Bartnik R., Hnydiuk-Stefan A.: Analiza ekonomiczna jednostkowych kosztów produkcji elektryczności w różnych technologiach jej wytwarzania, *Energetyka*, nr 5, 2016
2. Bartnik R., Bartnik B., Hnydiuk-Stefan A: Optimum Investment Strategy in the Power Industry. *Mathematical Models*. Wydawnictwo Springer, New York 2016
3. Bartnik R.: Poszukiwanie optymalnej strategii inwestycyjnej w energetyce. *Metodyka i wyniki przykładowych obliczeń*, *Energetyka*, nr 10, 2015
4. Bartnik R., Bartnik B.: *Rachunek ekonomiczny w energetyce*, Wydawnictwo WNT, Warszawa 2014
5. Bartnik R.: *The Modernization Potential of Gas Turbines in the Coal-Fired Power Industry. Thermal and Economic Effectiveness*, Wydawnictwo Springer, London 2013

6. Bartnik R.: Elektrownie i elektrociepłownie gazowo-parowe. Efektywność energetyczna i ekonomiczna, WNT, Warszawa 2009 (dodruk WNT 2012, PWN 2017)
7. Strupczewski A.: Atom to najlepszy wybór dla polski – potwierdzają to analizy i praktyka, Postępy Techniki Jądrowej vol. 59 z. 1, Warszawa 2016

Prof. dr hab. inż. Ryszard BARTNIK
Dr inż. Zbigniew BURYN
Dr inż. Anna HNYDIUK-STEFAN
Politechnika Opolska
Wydział Inżynierii Produkcji i Logistyki,
Instytut Innowacyjności Procesów i Produktów
Katedra Zarządzania Energetyką
45-758 Opole
ul. Prószkowska 76
e-mail: r.bartnik@po.opole.pl
z.buryn@po.opole.pl
a.hnydiuk-stefan@po.opole.pl