

Analiza ekonomiczna jednostkowych kosztów produkcji elektryczności w różnych technologiach jej wytwarzania

Economic analysis of LCOE calculated for various generation technologies

Angażowanie środków finansowych w energetyce wymaga znalezienia m.in. odpowiedzi na następujące pytania. Jakie technologie należy stosować by zapewnić bezpieczeństwo energetyczne Polski? Jaki wpływ na końcową wartość założonego kryterium celu przy poszukiwaniu optymalnej strategii inwestycyjnej mają ceny nośników energii i relacje między nimi? Jak rozłożyć w czasie spłatę finansowych środków własnych lub kredytowanych, by w rozpatrywanym horyzoncie czasowym osiągnąć założony cel? Powyższe pytania są pytaniami o ekonomiczną efektywność poszczególnych technologii energetycznych. Oczywiście jest, że powinna być ona jak największa, że koszt wytwarzania energii elektrycznej powinien być jak najmniejszy oraz, co szalenie ważne, stabilność i ciągłość dostaw była zapewniona.

W artykule przeanalizowano jednostkowe koszty wytwarzania elektryczności w różnych technologiach jej produkcji. W obliczeniach posłużono się metodyką i uzyskanym za jej pomocą modelem matematycznym jednostkowego kosztu produkcji, co istotne, z czasem ciągłym (wzór (1)) [1–5]. Umożliwia on uwzględnianie w obliczeniach m.in. różnych scenariuszy zmian w czasie cen nośników energii. Co więcej, pozwala na wykorzystanie rachunku różniczkowego do analizy wartości jednostkowych kosztów wytwarzania elektryczności. Przeprowadzono ponadto dla rozważanych technologii analizę wrażliwości tych kosztów w celu oceny zmian ich wartości w funkcji zmian parametrów mających na nie wpływ.

Model matematyczny poszukiwania optymalnej strategii inwestycyjnej w źródła energii elektrycznej

Średni jednostkowy koszt wytwarzania elektryczności przedstawia się wzorem [3]:

$$k_{el, sr} = \left\{ (1 + x_{wlu, m, od}) \frac{e^{t=0}}{a_{pal} - r} [e^{(a_{pal} - r)T} - 1] + \frac{\rho_{CO_2} P_{CO_2}^{t=0}}{a_{CO_2} - r} [e^{(a_{CO_2} - r)T} - 1] + \frac{\rho_{CO} P_{CO}^{t=0}}{a_{CO} - r} [e^{(a_{CO} - r)T} - 1] + \frac{\rho_{NO_x} P_{NO_x}^{t=0}}{a_{NO_x} - r} [e^{(a_{NO_x} - r)T} - 1] + \frac{\rho_{SO_2} P_{SO_2}^{t=0}}{a_{SO_2} - r} [e^{(a_{SO_2} - r)T} - 1] + \frac{\rho_{pyl} P_{pyl}^{t=0}}{a_{pyl} - r} [e^{(a_{pyl} - r)T} - 1] + (1 - u) \frac{\rho_{CO_2} e^{t=0}}{b_{CO_2} - r} [e^{(b_{CO_2} - r)T} - 1] + \frac{\eta_{el}}{rI_R} \left[(1 + x_{pl, p, ub}) i (1 - e^{-rT}) \delta_{rem} + r i z \left(\frac{1 - e^{-rT}}{T} + 1 \right) \right] \right\} \frac{r}{\eta_{el} (1 - \varepsilon_{el}) (1 - e^{-rT})} \quad (1)$$

gdzie:

- $a_{el}, a_{pal}, a_{CO_2}, a_{CO}, a_{SO_2}, a_{NO_x}, a_{pyl}, b_{CO_2}$ – sterowania [1–5],
- δ_{rem} – roczna stopa kosztów stałych zależnych od nakładów inwestycyjnych (koszty konserwacji, remontów urządzeń),
- ε_{el} – wskaźnik elektrycznych potrzeb własnych elektrowni (jego wartość zależy od zastosowanej technologii wytwarzania energii elektrycznej),
- η_{el} – sprawność energetyczna brutto wytwarzania energii elektrycznej (jej wartość zależy od zastosowanej technologii),
- i – jednostkowy (na jednostkę mocy) nakład inwestycyjny (jego wartość zależy od zastosowanej technologii wytwarzania energii elektrycznej),
- u – udział energii chemicznej paliwa w całkowitym jej rocznym zużyciu, dla którego nie jest wymagany zakup pozwoleń na emisję CO_2 ,

- $P_{CO_2}, P_{CO}, P_{NO_x}, P_{SO_2}, P_{pył}$ – jednostkowe stawki za emisję CO₂, CO, NO_x, SO₂, pyłu, PLN/kg,
- $\rho_{CO_2}, \rho_{CO}, \rho_{NO_x}, \rho_{SO_2}, \rho_{pył}$ – emisje CO₂, CO, NO_x, SO₂, pyłu z jednostki energii chemicznej paliwa, kg/GJ (zależą od rodzaju paliwa).
- r – stopa dyskonta,
- t_R – roczny czas pracy,
- T – wyrażony w latach kalkulacyjny okres eksploatacji elektrowni,
- $x_{wu,m,od}$ – współczynnik uwzględniający koszty wody uzupełniającej, materiałów pomocniczych, odpadów,
- $x_{pl,p,ub}$ – współczynnik uwzględniający koszty płac, podatków, ubezpieczeń itd.,
- z – współczynnik zamrożenia [1].

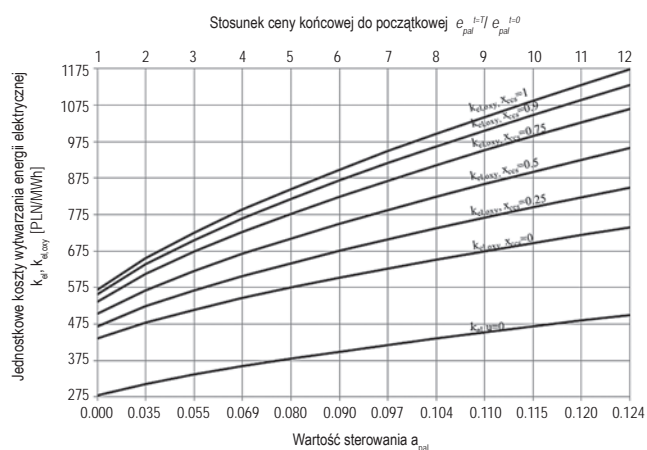
Najkorzystniejszą ekonomicznie technologią jest ta, dla której średni jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej $k_{el,śr}$ jest najmniejszy. Zależy on od: jednostkowych nakładów inwestycyjnych i , elektrycznych potrzeb własnych ε_{el} , rocznego czasu pracy t_R , relacji cenowych pomiędzy nośnikami energii i ich zmian w czasie, udziału u energii chemicznej paliwa w całkowitym jej rocznym zużyciu, dla którego nie jest wymagany zakup pozwoleń na emisję CO₂, taryfowych opłat za korzystanie ze środowiska naturalnego itd.

Dyskusja i analiza przykładowych rezultatów obliczeń

Na rysunkach 1–13 przedstawiono wyniki szacunkowych obliczeń jednostkowych kosztów produkcji elektryczności k_{el} w poszczególnych technologiach jej wytwarzania.

W tabeli 1 przedstawiono bazowe dane wejściowe do tych obliczeń.

Na rysunkach 5–13 pokazano, jak na wartość k_{el} wpływają zmiany ceny paliwa e_{pal} , nakładów inwestycyjnych J oraz elektrycznych potrzeb własnych ε_{el} . Wartości powyższych wielkości zmieniano w zakresie $\pm 20\%$ od przyjętych do obliczeń ich wartości bazowych (tab. 1.) Przedstawiono wyniki obliczeń zarówno dla okresu zwrotu kapitału inwestycyjnego, jak i po tym okresie. Odpowiadające cenom bazowym ceny zredukowane przyjmują na rysunkach 5–13 na osi odciętych wartość 1.

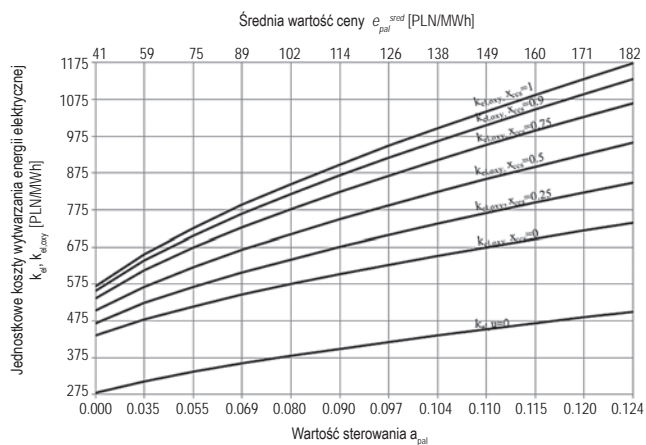


Rys. 1. Jednostkowe koszty produkcji energii elektrycznej w funkcji wartości sterowania a_{pal} oraz stosunku cen $e_{pal}^{t=T}/e_{pal}^{t=0}$, gdzie: k_{el} – dotyczy elektrowni węglowej przy spalaniu powietrznym; $k_{el,osy}$ – dotyczy elektrowni węglowej przy spalaniu tlenowym

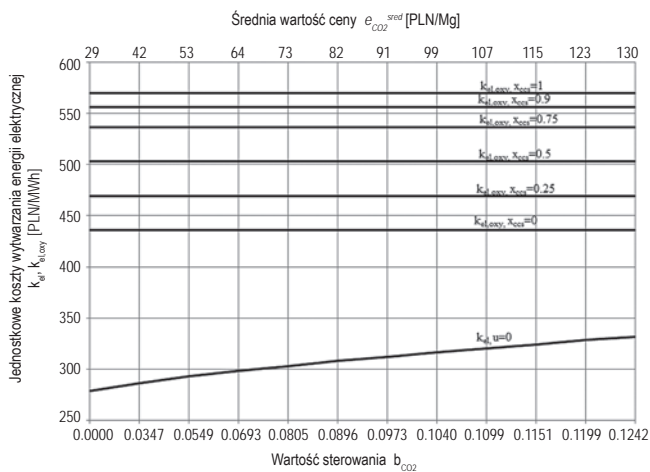
Tabela 1

Zestawienie bazowych danych wejściowych do obliczeń jednostkowych kosztów wytwarzania elektryczności w analizowanych technologiach energetycznych

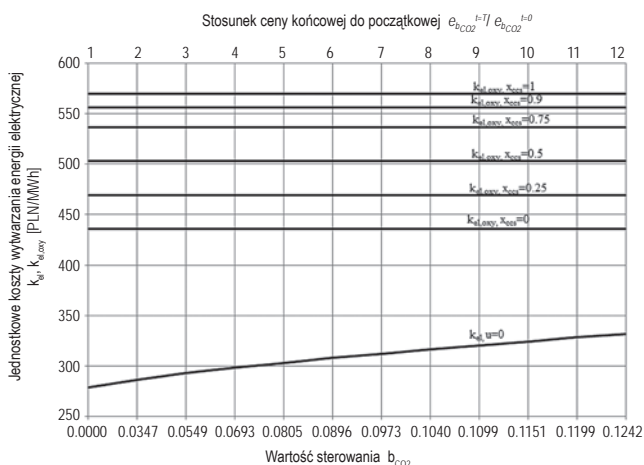
| Elektrownia | węglowa spalanie powietrze | węglowa spalanie tlenowe | atomowa | fotowoltaiczna | fotowoltaiczna prosu- mencka | wiatrowa | wiatrowa prosumencka | gazowo-pa- rowa jedno- paliwowa | gazowo-pa- rowa dwupa- liwowa |
|---|----------------------------|--------------------------|---------|---------------------|---------------------------------|---------------------|-------------------------|---------------------------------------|-------------------------------------|
| Szacunkowe jednostkowe nakłady inwestycyjne i , mln PLN/MW | 6,5 | 9,1 | 18 | 6,3 (1,5 euro/W) | 12,6 (3 euro/W) | 6,3 (1,5 euro/W) | 12,6 (3 euro/W) | 2,7 | 4,6 |
| Roczny czas pracy bloku t_R , h/rok | 7500 | 7500 | 8000 | 750 | 750 | 1750 | 1750 | 7500 | 7500 |
| Elektryczne potrzeby własne bloku ε_{el} , % | 7,6 | 33 | 7,6 | 1 | 1 | 1 | 1 | 4 | 6,2 |
| Okres budowy bloku b , lata | 5 | 5 | 5 | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | 5 |
| Jednostkowa cena paliwa, PLN/GJ | 11,4 | 11,4 | 6,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 32 | węgla = 11,4 gazu = 32 |
| Czas eksploatacji $T = 20$ lat | | | | | | | | | |
| Roczna stopa kosztów konserwacji i remontów $\delta_{rem} = 3\%$ | | | | | | | | | |
| Współczynnik $x_{pl,p,ub} = 0,25$; $x_{wu,m,od} = 0,02$ | | | | | | | | | |
| Stopa dyskonta $r = 8\%$ | | | | | | | | | |
| Cena uprawnień do emisji CO ₂ : $e_{CO_2} = 29,4$ PLN/MgCO ₂ ($e_{CO_2} = 7$ euro; kurs EURO/PLN = 4,2) | | | | | | | | | |
| Taryfowe jednostkowe stawki za emisje: $p_{CO_2} = 0,29$ PLN/MgCO ₂ , $p_{CO} = 110$ PLN/MgCO, $p_{NO_x} = 530$ PLN/MgNO _x , $p_{SO_2} = 530$ PLN/MgSO ₂ , $p_{pył} = 350$ PLN/Mgpył | | | | | | | | | |
| Emisje ze spalania węgla: $\rho_{CO_2} = 95$ kg/GJ, $\rho_{CO} = 0,01$ kg/GJ, $\rho_{NO_x} = 0,164$ kg/GJ, $\rho_{SO_2} = 0,056$ kg/GJ, $\rho_{pył} = 0,007$ kg/GJ | | | | | | | | | |
| Emisje ze spalania gazu: $\rho_{CO_2} = 55$ kg/GJ, $\rho_{CO} = 0$ kg/GJ, $\rho_{NO_x} = 0,02$ kg/GJ, $\rho_{SO_2} = 0$ kg/GJ, $\rho_{pył} = 0$ kg/GJ | | | | | | | | | |
| Udział energii chemicznej paliwa w całkowitym jej rocznym zużyciu, dla którego nie jest wymagany zakup pozwoleń na emisję CO ₂ : $u = 0$ | | | | | | | | | |



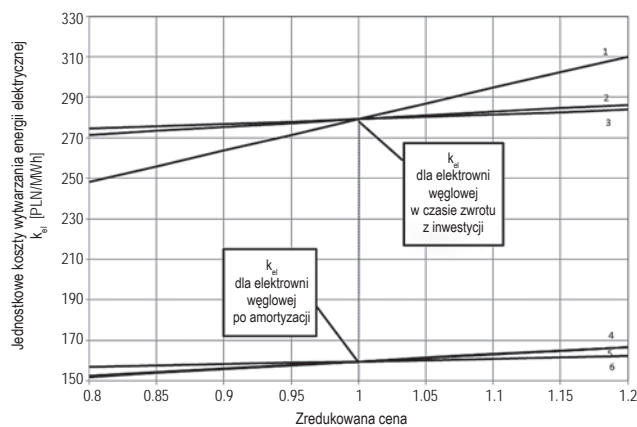
Rys. 2. Jednostkowe koszty produkcji energii elektrycznej w funkcji średniej ceny paliwa e_{pali}^{sred} oraz wartości sterowania a_{pali} , gdzie: k_{el} – dotyczy elektrowni węglowej przy spalaniu powietrznym; k_{el}^{oxy} – dotyczy elektrowni węglowej przy spalaniu tlenowym



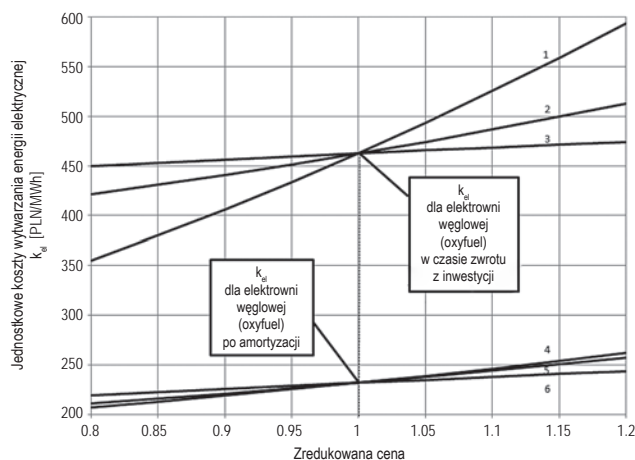
Rys. 3. Jednostkowe koszty produkcji energii elektrycznej w funkcji ceny średniej emisji CO_2 $e_{CO_2}^{sred}$ oraz wartości sterowania b_{CO_2} , gdzie: k_{el} – dotyczy elektrowni węglowej przy spalaniu powietrznym; k_{el}^{oxy} – dotyczy elektrowni węglowej przy spalaniu tlenowym



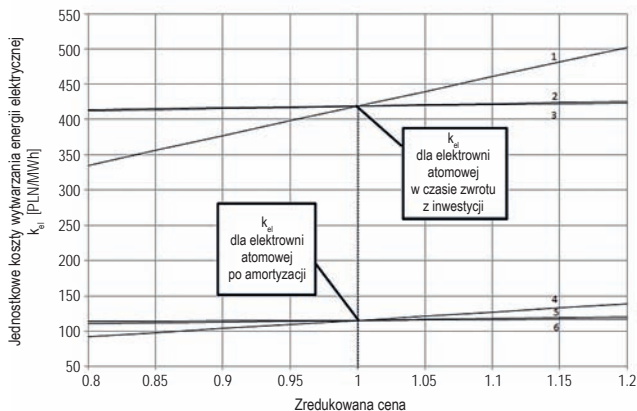
Rys. 4. Jednostkowe koszty produkcji energii elektrycznej w funkcji stosunku cen $e_{bCO_2}^{t=T} / e_{bCO_2}^{t=0}$ oraz wartości sterowania b_{CO_2} , gdzie: k_{el} – dotyczy elektrowni węglowej przy spalaniu powietrznym; k_{el}^{oxy} – dotyczy elektrowni węglowej przy spalaniu tlenowym



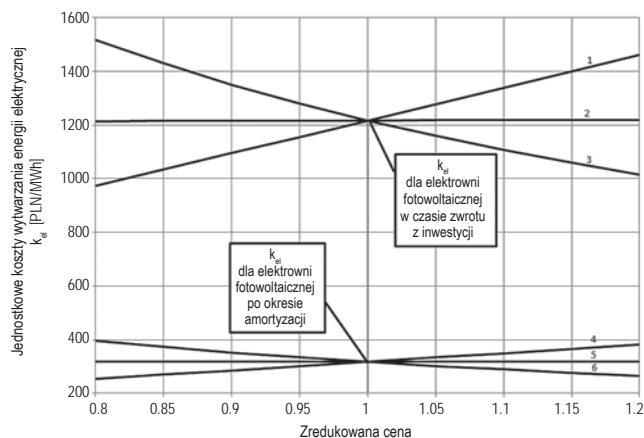
Rys. 5. Wpływ ceny paliwa, elektrycznych potrzeb własnych oraz nakładów inwestycyjnych na wartość jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej k_{el} dla elektrowni węglowej w okresie zwrotu kapitału inwestycyjnego oraz po okresie amortyzacji, gdzie: 3, 6 – elektryczne potrzeby własne ϵ_{el} w elektrowni węglowej odpowiednio w okresie zwrotu z inwestycji oraz po czasie amortyzacji bloku; 2, 5 – cena paliwa; 1, 4 – nakłady inwestycyjne J na elektrownię węglową



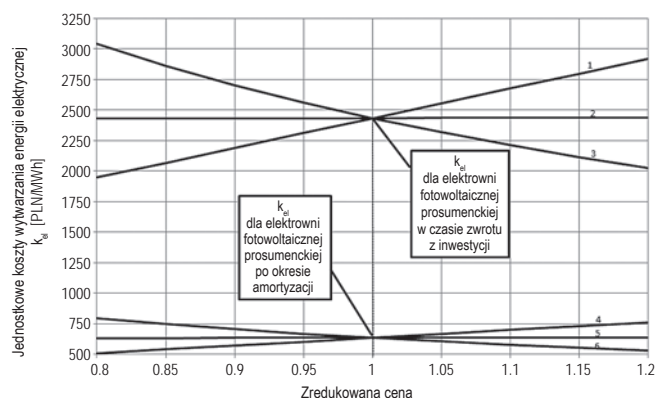
Rys. 6. Wpływ ceny paliwa, elektrycznych potrzeb własnych oraz nakładów inwestycyjnych na wartość jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej k_{el} dla elektrowni węglowej realizującej spalanie tlenowe oraz przy $x_{cco_2} = 0,2$, w okresie zwrotu kapitału inwestycyjnego oraz po okresie amortyzacji, gdzie: 2, 5 – elektryczne potrzeby własne ϵ_{el} w elektrowni węglowej (oxyfuel) odpowiednio w okresie zwrotu z inwestycji oraz po czasie amortyzacji bloku; 3, 6 – cena paliwa; 1, 4 – nakłady inwestycyjne J na elektrownię węglową (oxyfuel)



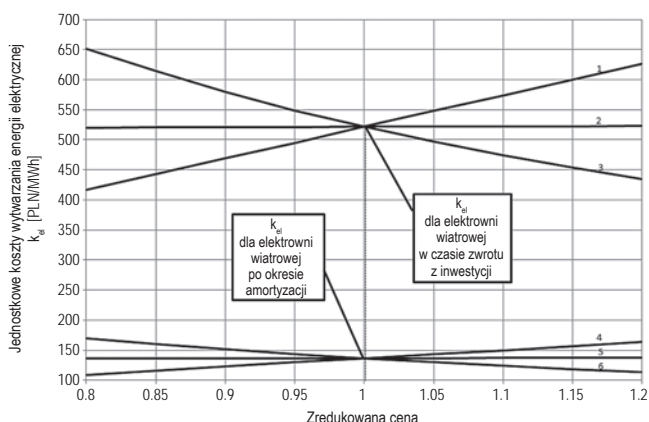
Rys. 7. Wpływ ceny paliwa, elektrycznych potrzeb własnych oraz nakładów inwestycyjnych na wartość jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej k_{el} dla elektrowni atomowej w okresie zwrotu kapitału inwestycyjnego oraz po okresie amortyzacji, gdzie: 3, 6 – elektryczne potrzeby własne ϵ_{el} w elektrowni atomowej odpowiednio w okresie zwrotu z inwestycji oraz po czasie amortyzacji bloku; 2, 5 – cena paliwa; 1, 4 – nakłady inwestycyjne J na elektrownię atomową



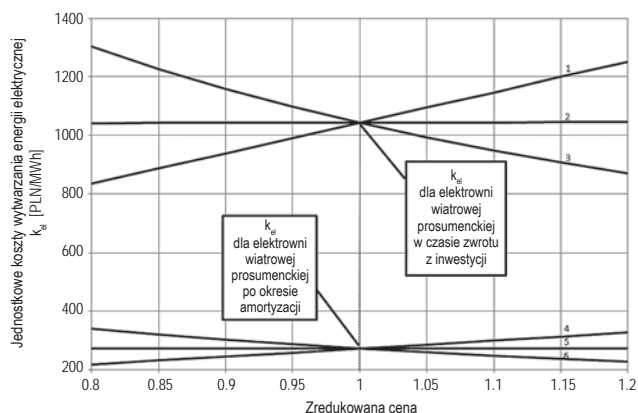
Rys. 8. Wpływ ceny paliwa, elektrycznych potrzeb własnych oraz nakładów inwestycyjnych na wartość jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej k_{el} dla elektrowni fotowoltaicznej w okresie zwrotu kapitału inwestycyjnego oraz po okresie amortyzacji, gdzie: 2, 5 – elektryczne potrzeby własne ε_{el} w elektrowni fotowoltaicznej odpowiednio w okresie zwrotu z inwestycji oraz po czasie amortyzacji bloku; 1, 4 – nakłady inwestycyjne J na elektrownię fotowoltaiczną, 3, 6 – roczny czas pracy elektrowni fotowoltaicznej.



Rys. 9. Wpływ ceny paliwa, elektrycznych potrzeb własnych oraz nakładów inwestycyjnych na wartość jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej k_{el} dla elektrowni fotowoltaicznej prosumenckiej w okresie zwrotu kapitału inwestycyjnego oraz po okresie amortyzacji, gdzie: 2, 5 – elektryczne potrzeby własne ε_{el} w elektrowni fotowoltaicznej prosumenckiej odpowiednio w okresie zwrotu z inwestycji oraz po czasie amortyzacji bloku; 1, 4 – nakłady inwestycyjne J na elektrownię fotowoltaiczną prosumencką, 3, 6 – roczny czas pracy elektrowni fotowoltaicznej prosumenckiej.



Rys. 10. Wpływ ceny paliwa, elektrycznych potrzeb własnych oraz nakładów inwestycyjnych na wartość jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej k_{el} dla elektrowni wiatrowej w okresie zwrotu kapitału inwestycyjnego oraz po okresie amortyzacji, gdzie: 2, 5 – elektryczne potrzeby własne ε_{el} w elektrowni wiatrowej odpowiednio w okresie zwrotu z inwestycji oraz po czasie amortyzacji bloku; 1, 4 – nakłady inwestycyjne J na elektrownię wiatrową; 3, 6 – roczny czas pracy elektrowni wiatrowej.

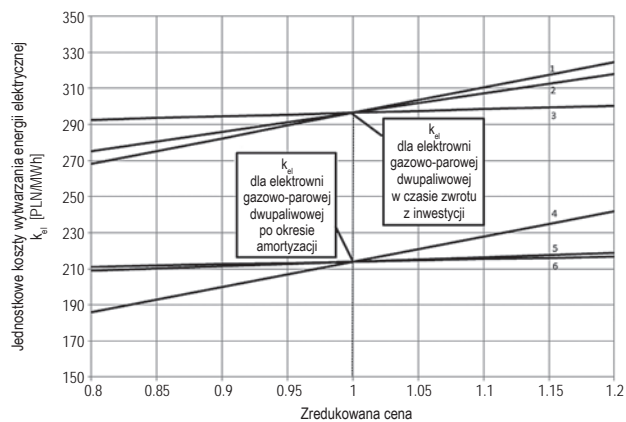


Rys. 11. Wpływ ceny paliwa, elektrycznych potrzeb własnych oraz nakładów inwestycyjnych na wartość jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej k_{el} dla elektrowni wiatrowej prosumenckiej w okresie zwrotu kapitału inwestycyjnego oraz po okresie amortyzacji, gdzie: 2, 5 – elektryczne potrzeby własne ε_{el} w elektrowni wiatrowej prosumenckiej odpowiednio w okresie zwrotu z inwestycji oraz po czasie amortyzacji bloku; 1, 4 – nakłady inwestycyjne J na elektrownię wiatrową prosumencką; 3, 6 – roczny czas pracy elektrowni wiatrowej prosumenckiej.

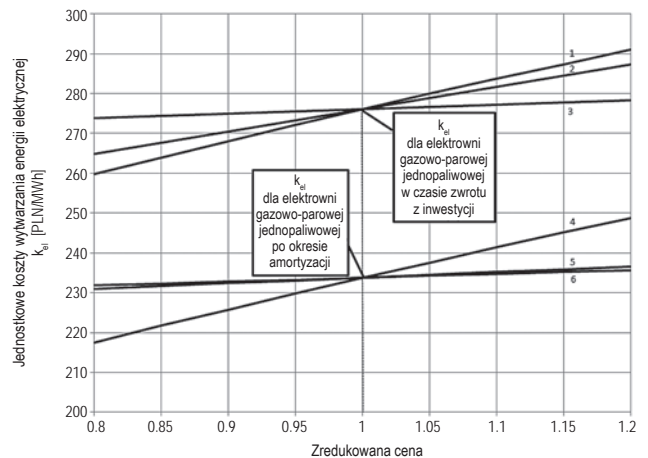
Tabela 2

Zestawienie średnich jednostkowych kosztów produkcji energii elektrycznej w poszczególnych technologiach jej wytwarzania dla danych bazowych z tabeli 1.

| Elektrownia | atomowa | fotowoltaiczna | fotowoltaiczna prosumencka | wiatrowa | wiatrowa prosumencka | gazowo-paliwowa dwu-paliwowa w układzie równoległym | gazowo-paliwowa jednopaliwowa | węglowa spalanie powietrze | węglowa oxyfuel $x_{CCS} = 0,2$ |
|---|---------|----------------|----------------------------|----------|----------------------|---|-------------------------------|----------------------------|---------------------------------|
| Jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej k_{el} , PLN/MWh | 419 | 1217 | 2434 | 522 | 1043 | 296 | 276 | 279 | 463 |
| Jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej po okresie amortyzacji $k_{el, amort}$, PLN/MWh | 115 | 318 | 636 | 136 | 273 | 214 | 234 | 160 | 232 |



Rys. 12. Wpływ ceny paliwa, elektrycznych potrzeb własnych oraz nakładów inwestycyjnych na wartość jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej k_{el} dla elektrowni gazowo-parowej dwupaliwowej w okresie zwrotu kapitału inwestycyjnego oraz po okresie amortyzacji, gdzie: 3, 6 – elektryczne potrzeby własne ϵ_{el} w elektrowni gazowo-parowej odpowiednio w okresie zwrotu z inwestycji oraz po czasie amortyzacji bloku; 1, 4 – cena paliwa; 2, 5 – nakłady inwestycyjne J na elektrownię gazowo-parową dwupaliwową



Rys. 13. Wpływ ceny paliwa, elektrycznych potrzeb własnych oraz nakładów inwestycyjnych na wartość jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej k_{el} dla elektrowni gazowo-parowej jednopaliwowej w okresie zwrotu kapitału inwestycyjnego oraz po okresie amortyzacji, gdzie: 3, 6 – elektryczne potrzeby własne ϵ_{el} w elektrowni gazowo-parowej odpowiednio w okresie zwrotu z inwestycji oraz po czasie amortyzacji bloku; 1, 4 – cena paliwa; 2, 5 – nakłady inwestycyjne J na elektrownię gazowo-parową jednopaliwową

Jak wynika z zaprezentowanych na rysunkach 1–6 obliczeń jednostkowy koszt wytwarzania elektryczności w blokach węglowych z technologiami CCS jest ponad dwukrotnie wyższy od kosztów w blokach bez tych technologii. Jest nawet istotnie wyższy od kosztu w elektrowniach atomowych, mimo tego, że jednostkowe (na jednostkę zainstalowanej mocy) nakłady inwestycyjne na bloki jądrowe są dwukrotnie wyższe. Jeśli trend do ograniczania emisji gazów cieplarnianych będzie na świecie kontynuowany, a wszystko na to wskazuje, to wtedy najważniejsza będzie odpowiedź na pytanie, co ma zastąpić węgiel? A jeśli ograniczenia pójdą dalej, to co ma zastąpić również gaz? Obecnie nie ma innego sposobu niż zastąpienie ich paliwem rozszczepialnym. W przypadku elektrowni jądrowych koszt paliwa jądrowego stanowi obecnie tylko kilka procent (ok. 5%) jednostkowego kosztu k_{el} wytwarzania w nich energii elektrycznej, podczas gdy w blokach konwencjonalnych koszty węgla i gazu stanowią kilkadziesiąt procent (ok. 35% w konwencjonalnych elektrowniach węglowych na parametry nadkrytyczne i ok. 30% ze spalaniem tlenowym oraz ok. 75% w elektrowniach gazowo-parowych jednopaliwowych na gaz ziemny). Jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej w elektrowni jądrowej wynosi ok. $k_{el} = 420$ PLN/MWh (zwiększając okres amortyzacji z $T = 20$ lat np. na $T = 40$ lat $k_{el} = 362$ PLN/MWh; zmniejszając stopę oprocentowania kapitału inwestycyjnego z $r = 8\%$ na $r = 5\%$ $k_{el} = 332$ PLN/MWh dla $T = 20$ lat i $k_{el} = 268$ PLN/MWh dla $T = 40$ lat). Systemowe elektrownie atomowe, co bardzo ważne, zwiększą bezpieczeństwo energetyczne kraju. Co więcej, energia elektryczna z atomu w długim okresie, tj. po zamortyzowaniu bloków, jest tania, znacznie tańsza niż energia ze zamortyzowanych bloków węglowych na parametry nadkrytyczne. O jej cenie decyduje bowiem wówczas niemalże wyłącznie koszt paliwa jądrowego, który, jak już wyżej zaznaczono, stanowi zaledwie kilka procent jednostkowego kosztu k_{el} , podczas gdy w blokach węglowych koszt węgla stanowi kilkadziesiąt procent. Jedynie

racjonalnym i ekonomicznie uzasadnionym sposobem zastąpienia węgla i gazu w elektrowniach jest zatem zastąpienie ich paliwem rozszczepialnym.

Szczególnie bardzo wysokimi jednostkowymi kosztami wytwarzania elektryczności cechują się tzw. odnawialne źródła energii (OZE). Wynika to z wysokich jednostkowych nakładów inwestycyjnych, równych jednostkowym nakładom na bloki na parametry nadkrytyczne, a także z bardzo krótkich rocznych czasów ich pracy. Ich istnienie jest możliwe wyłącznie dzięki dotacjom finansowym ze Skarbu Państwa, a więc dzięki podatnikom (w krajach „starej” piętnastki Unii Europejskiej elektryczność z ogniw fotowoltaicznych jest dotowana w wysokości 430 €/MWh, z turbin wiatrowych w wysokości 160 €/MWh). Mogą być one przy tym wyłącznie uzupełnieniem elektrowni systemowych, które jako jedyne są w stanie w sposób ciągły przez cały rok dostarczać potrzebną ilość energii elektrycznej. Analizy socjologiczne pokazują, że w 2050 r. 80% ludzkości będzie żyło w wielkich metropoliach, a więc i rozproszone prosumenckie OZE to kolejna ułuda. Mało tego, jednostkowe koszty wytwarzania w nich elektryczności są najwyższe.

Turbozespoły wiatrowe i fotoogniwa można by wykorzystywać na przykład do produkcji wodoru w instalacjach elektrolizy wody, czyli jej rozkładu na wodór i tlen pod wpływem przepływu prądu elektrycznego. Energia potrzebna do produkcji kilograma wodoru w procesie elektrolizy jest jednak bardzo duża i wynosi aż 180 MJ. Jest więc półtorakrotnie większa od jego wartości opałowej $W_d = 121$ MJ/kgH. Istotna jest zatem odpowiedź na pytanie, czy cena jednostkowa (na jednostkę energii) energii chemicznej uzyskanego w ten sposób wodoru będzie ekonomicznie opłacalna? Obecnie wodór pozyskiwany jest głównie w procesie reformingu metanu parą wodną zgodnie z reakcją endotermiczną: $CH_4 + H_2O \rightarrow CO + 3H_2$. Potrzeby energetyczne na ciepło (ciepło charakteryzuje się, w przeciwieństwie do energii elektrycznej, niską jakością, tj. niską egzergią) dla tej reakcji wynoszą 207 MJ/kmol CH_4 . Są więc prawie 6 razy

mniejsze na kilogram otrzymanego wodoru od potrzeb energetycznych w procesie elektrolizy, w którym są one ponadto zaspokajane nie ciepłem, a energią elektryczną. Energią tożsamą z egzergią, a więc energią o najwyższej jakości. Tym samym jednostkowe nakłady inwestycyjne na źródła jej wytwarzania, turbogenerator wiatrowy i fotoogniwo, są wielokrotnie większe od nakładów na instalację reformingu i stąd zasadne jest pytanie o ekonomiczną opłacalność produkcji wodoru z ich wykorzystaniem w procesie elektrolizy. Jednostkowa cena energii chemicznej tak otrzymanego wodoru wynosiłaby obecnie co najmniej 250 PLN/GJ, a więc jest wysoce nieopłacalna. Wielokrotnie przekracza jednostkowe ceny paliw węglowodorowych. Ale czy też tak będzie w przyszłości?

Podsumowanie

Wymuszona głównie przez Niemcy, ale i Francję, której energetyka to głównie elektrownie atomowe, unijna polityka klimatyczna oraz pakiet klimatyczno-energetyczny jest ogromnym zagrożeniem dla bazującej na węglu, i słusznie, bowiem jego zasoby w kraju są duże, polskiej energetyki. Podpisując pakiet w grudniu 2008 r. polski rząd wyszedł znacznie przed szereg, i – co najgorsze – z katastrofalnymi konsekwencjami dla kraju. Skrajną nieodpowiedzialnością było wyrażenie zgody i podpisanie pakietu ze zmienionym rokiem bazowym z 1990 na rok 2005. W imię czego zostało to zrobione?! Zredukowaliśmy bowiem w tym czasie (w stosunku do 1990 roku emisję dwutlenku węgla aż o 32% (zgodnie z protokołem z Kioto mieliśmy to zrobić w stopniu 6%) i zatem z bardzo dużą nadwyżką spełniliśmy założone kryterium 20%, gdy natomiast bogate kraje „starej” piętnastki UE zrobiły to zaledwie w stopniu 2% (zamiast 8%) nie ponosząc przy tym z tego tytułu żadnych sankcji. Nie było ponadto dowodów na to, że antropogeniczna emisja gazów cieplarnianych, w tym głównie emisja dwutlenku węgla jest odpowiedzialna za tzw. efekt cieplarniany. Ostatnio opublikowane wyniki badań pokazują, że temperatury na świecie przestały rosnąć od 1994 roku, chociaż w ostatnich 20 latach światowa konsumpcja węgla kamiennego wzrosła o 100% i w 2014 r. wyniosła 7,1 mld ton. W tym samym czasie produkcja węgla w Polsce spadła o ok. 50% do 77 mln ton. Od 2020 roku nie będzie bezpłatnych przydziałów emisji CO₂ i trzeba będzie zapłacić za każdą tonę wyemitowanego dwutlenku węgla. Będzie to rocznie ok. 30 mld PLN, co jest kwotą budowy pod klucz jednej elektrowni atomowej o mocy ok. 1600 MW. Należy w tym miejscu jednoznacznie stwierdzić, że polską racją stanu jest węgiel i energetyka atomowa. Nie należy jednak budować nowych elektrowni węglowych, ale modernizować te istniejące, by umożliwić ich dalszą pracę przez kolejnych kilkadziesiąt lat, a nie wyłączać je z eksploatacji, co będzie koniecznością z uwagi na pakiet klimatyczno-energetyczny. Nakłady inwestycyjne na modernizację są znikome w porównaniu z nakładami na budowę nowych elektrowni węglowych. Należy natomiast budować elektrownie jądrowe, co, jak wykazano, ma pełne uzasadnienie ekonomiczne. Co więcej, należy równolegle budować m.in. przemysł produkcji elementów paliwowych. Zasoby rud uranu w Polsce są duże. Taka polityka energetyczna jest racjonalną drogą rozwoju zarówno gospodarczego, jak i cywilizacyjnego państwa polskiego.

Unijna polityka klimatyczna to nie tylko ogromne zagrożenie dla polskiej energetyki, ale również dla naszego przemysłu. Należy wręcz powiedzieć, że i dla niego jest katastrofalna. Kolejnym ogromnym błędem była bowiem zgoda polskiego rządu na wyłączenie z pakietu klimatyczno-energetycznego takich sektorów jak rolnictwo, transport i budownictwo. Firmy działające w tych sektorach nie dość, że nie muszą redukować emisji CO₂, to jeszcze mogą je zwiększyć o 14 procent. Natomiast firmy działające w przemyśle zostały objęte handlem emisjami od 2005 roku. Otóż większość emisji CO₂ pochodzi właśnie z tych wyłączonych sektorów, a nie z energetyki węglowej, a właśnie w tej „zwolnionej” emisji przodują państwa „starej” piętnastki UE, wielokrotnie przekraczając emisję polskich elektrowni. I te bogate państwa za tę emisję o wiele bardziej trujących spalin, gdyż z dużą domieszką tlenu węgla CO i sadzy, nie są i nie będą obciążone żadnymi sankcjami. Ogromne kilkunastomiliardowe roczne koszty muszą natomiast ponosić polscy przedsiębiorcy. Koszty te „przenoszą” się na ceny towarów i usług, których może „nie wytrzymać” polskie społeczeństwo. Gdyby uciekając od tych kosztów przedsiębiorcy przenieśli produkcję poza granice Polski, na przykład do Chin, to takie działania w jeszcze większym stopniu przełożyłyby się na ubóstwo społeczeństwa i w konsekwencji na bankructwo państwa. Trzeba zatem dążyć do co najmniej zawieszenia wykonalności zobowiązań emisyjnych, jak i innych głównych wymagań związanych z polityką klimatyczną Unii Europejskiej. Dążenia takie nie są jednak w stanie zmienić konieczności modernizacji przestarzałej technologicznie, charakteryzującej się niską średnią, rzędu 30%, sprawnością wytwarzania energii elektrycznej i w dużej mierze zdekapitalizowanej krajowej energetyki. Jak już zaznaczono wyżej, należy ją modernizować, a nie wyłączać z ruchu.

Budowa elektrowni węglowych w technologii CCS oxy-spalania jest całkowicie ekonomicznie nieuzasadniona i jest mało prawdopodobne, aby kiedykolwiek miała sens ekonomiczny i techniczny. Bardzo wysoki koszt wytwarzania w nich elektryczności spowoduje, co bardzo istotne, nie tylko zahamowanie wzrostu gospodarczego w krajach, w których technologia CCS byłaby stosowana, ale także brak akceptacji i niepokoje społeczne z powodu koniecznych wówczas znacznych podwyżek cen energii elektrycznej. Budowa taka byłaby wymuszona wyłącznie koniecznością sprostania nieracjonalnym przepisom dotyczącym prowadzonej przez Unię Europejską polityki klimatycznej. Należy bardzo mocno zaznaczyć, że wszelkie zależące od polityków ekonomiczne instrumenty wpływania na jakąkolwiek działalność gospodarczą, karami lub wspierania finansowego wybranych technologii energetycznych, prowadzą jedynie do różnego rodzaju wynaturzeń, by nie powiedzieć dobitnie, do patologii, których ogromne koszty finansowe ponoszą wyłącznie konsumenci energii. Na dotacjach zarabiają natomiast w największym stopniu wybrani producenci energii i nowo powołani urzędnicy do ich rozdziału, ale i także, skoro są dotacje, dlaczego nie mieliby na nich zarobić dostawcy paliw, mogący wówczas podnieść ich ceny, producenci i dostawcy wybranych urządzeń itd. oraz, co najgorsze, skorumpowani politycy. W ten sposób bardzo mocno nakręca się spirala wzrostu cen. Ceny podnoszą się znacznie powyżej poziomu, niż miałyby to miejsce bez finansowych kar lub dotacji. Konsumenci energii płacą więc za nią wielokrotnie więcej niż płaciliby, gdyby nie było tych politycznych finansowych instrumentów wsparcia. Ponad-

to, co jest równie złe, finansowe kary i dotacje bardzo mocno fałszują w społeczeństwie obraz technologii energetycznych, chociaż z założenia mają służyć ich racjonalizacji. Utwierdzają miraż technologii produkcji energii elektrycznej z tzw. źródeł odnawialnych (OZE), które rzekomo mogą zastąpić te istniejące bazujące na paliwach kopalnych. Wymusza się przy tym na ludziach nauki tworzenie jej substytutu, by usankcjonować nieracjonalne działania polityków. Produkcja energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych jest bardzo kosztownym rozwiązaniem. Poza tym może być wyłącznie uzupełnieniem elektrowni systemowych, które jako jedyne są w stanie w sposób ciągły przez cały rok dostarczać potrzebną ilość energii elektrycznej. Na przykład roczny czas pracy źródeł wiatrowych w warunkach polskich wynosi zaledwie ok. 1500-2000 h/a. Należy w tym miejscu przypomnieć, że rok liczy 8760 godzin. Produkcja w nich elektryczności charakteryzuje się ponadto bardzo dużą losowością wytwarzania z uwagi na nieprzewidywalność czasu ich pracy. Dalej, produkcja energii elektrycznej w ogniwach fotowoltaicznych, które są wciąż bardzo drogie i zawodne, i co szczególnie istotne, czas ich pracy w ciągu roku w Polsce to zaledwie ok. 750 godzin, jest również rozwiązaniem, które nie jest w stanie zapewnić wystarczających i ciągłych dostaw energii. Pomimo więc tego, że Słońce jest jedynym niewyczerpanym i bezemisyjnym źródłem energii, jego praktyczne wykorzystanie jest kwestią dalekiej przyszłości, co najmniej kilkudziesięciu, jeśli nie kilkuset lat. Znacznie bliższą perspektywą, jak się wydaje, jest opanowanie reakcji fuzji termojądrowej. Ludzkość będzie dysponowała wówczas niewyczerpanym źródłem „czystej” energii.

Należy w końcu jeszcze raz bardzo mocno zaznaczyć, że energia elektryczna ze źródeł odnawialnych jest wielokrotnie droższa od energii z elektrowni systemowych bazujących na paliwach kopalnych i tylko rządowe dotacje, a więc podatnicy, umożliwiają jej „istnienie” na rynku energii, co, jak wyżej zaznaczono, prowadzi wyłącznie do różnego rodzaju patologii. Dlatego przywódcy państw unijnych i Komisja Europejska coraz bardziej wycofują swoje poparcie dla mirażu odnawialnych źródeł energii (OZE). Skłaniają się ku technologii sekwestracji dwutlenku węgla oraz, co w przeciwieństwie do technologii CCS jest słuszne, energii z atomu, która inwestycyjnie jest ok. 3 razy droższa na jednostkę zainstalowanej mocy (ok. 18 mln PLN/MW) od elektrowni na parametry nadkrytyczne bez technologii CCS. W długim okresie czasu, tj. po zamortyzowaniu bloków, energia z atomu jest tania, kilkakrotnie razy tańsza niż energia ze zamortyzowanych bloków węglowych na parametry nadkrytyczne. O jej cenie decyduje bowiem wówczas niemalże wyłącznie koszt paliwa jądrowego, który stanowi zaledwie kilka procent jednostkowego kosztu wytwarzania w nich energii elektrycznej, gdy natomiast w blokach węglowych koszt węgla stanowi kilkadziesiąt procent.

Jak już zaznaczono wyżej, rozwiązaniem problemu emisji CO₂, i nie tylko, bowiem najistotniejsza jest pewność i ciągłość dostaw, na pewno nie są tzw. odnawialne źródła energii (OZE). Dopłaty do OZE w postaci zielonych certyfikatów w ciągu 15 lat od 2006 do roku 2020 to 78 mld PLN. Od roku 2020 będzie to 10 mld PLN rocznie. Są to ogromne pieniądze, za które można by wybudować co najmniej kilka elektrowni atomowych. OZE zatem to rak, który toczy finanse państwa. Pieniądze te ponadto zostają wyprowadzane poza granice Polski, przeważnie do

Niemiec. Są źródłem ogromnych dochodów m.in. dla niemieckich producentów turbozespołów wiatrowych (mechanizmy cen transferowych – ang. *transfer pricing* – pozwalają międzynarodowym koncernom na transferowanie zysków za granicę; tam, gdzie państwo jest nieudolne, a prawo „dziurawe”, sztucznie manipulują w ramach koncernu zyskami i kosztami tak, aby zyski i straty były tam, gdzie im najwygodniej; straty ponosi zawsze Skarb Państwa i jego obywatele; zagraniczni inwestorzy transferują nielegalnie zyski za granicę: np. w postaci opłat – będących oczywiście fikcyjnymi kosztami – na rzecz swoich central, w postaci opłat licencyjnych, bardzo wysokich opłat za ekspertyzy prawne, techniczne, finansowe, eksportują z kraju tanio, importują drogo itd.; szacunki mówią, że taki nielegalny transfer pieniędzy z Polski może wynosić nawet aż 90 mld PLN rocznie). Również niemieckie firmy energetyczne są głównie właścicielami OZE w Polsce i to do nich trafiają dotacje ze Skarbu Państwa. Podpisanie w początkach 2015 roku przez polski rząd zgody na zmniejszenie emisji CO₂ z 20 do 40% i na niemalże podwojenie do 2030 roku z 15 na 27% produkcji energii elektrycznej z OZE jest wyłącznie w interesie gospodarczym Niemiec (kolejny raz należy zadać pytanie: w imię czego zrobiła to premier polskiego rządu ogłaszając przy tym, że jest to ogromny sukces Polski!). Takie działania polskiego rządu były ogromną szkodą dla Polski. Jest podwojeniem zysków niemieckich przedsiębiorstw i rozwoju ich mocy wytwórczych. Jest podwojeniem dla nich jednego z największych w Unii Europejskiej rynku zbytu, jakim jest rynek polski, za który oczywiście nic nie płacą bowiem jest to rynek unijny. Należy na końcu jeszcze raz dodatkowo jednoznacznie powiedzieć, że OZE to rak, który toczy nie tylko finanse państwa, ale także energetykę. Toczy się bowiem pieniędzmi, które powinny być przeznaczone na jej rozwój. Tym samym „zabija” polską energetykę. Czy możliwe będzie życie bez energii elektrycznej? Z uwagi na powyższe fakty, nie jest to pytanie retoryczne.

PIŚMIENNICTWO

- [1] Bartnik R., Bartnik B.: Rachunek ekonomiczny w energetyce, WNT, Warszawa 2014.
- [2] Bartnik R., Bartnik B., Duczkowska-Kądziel A.: A formulate of problem of seeking an optimum investment strategy in power engineering, *Energetyka* 2014, nr 4.
- [3] Bartnik R., Bartnik B.: Model matematyczny poszukiwania optymalnej strategii inwestycyjnej w energetyce, *Energetyka* 2015, nr 1.
- [4] Bartnik R., Bartnik B.: Modele matematyczne z czasem ciągłym analizy i wyceny wartości rynku ciepła i energii elektrycznej oraz rynkowej wartości elektrowni i elektrociepłowni go zasilających, *Energetyka* 2015, nr 7.
- [5] Bartnik R.: Poszukiwanie optymalnej strategii inwestycyjnej w energetyce. Metodyka i wyniki przykładowych obliczeń, *Energetyka* 2015, nr 10.

