

Hubert Janusz*

ANALIZA CYKLU ŻYCIA DLA WYBORU WARIANTU ŹRÓDŁA CIEPŁA

1. Wstęp.

Stając przed wyborem optymalnego rozwiązania inwestycyjnego źródła ciepła, produkującego energię dla potrzeb ogrzewania budynku i przygotowania c.w.u., jedną z fundamentalnych kwestii staje się określenie rentowności takiej inwestycji. Kluczowym zadaniem jest określenie kosztów wytwarzania i przesyłu energii (koszty eksploatacyjne) oraz związanych z tym wskaźników ekonomicznych, co następnie pozwoli – dzięki dalszej analizie ekonomicznej połączonej z oceną wpływu na środowisko - na podjęcie decyzji dotyczącej wyboru konkretnego rozwiązania technologicznego.

2. Analiza kosztu wytwarzania i przesyłania energii.

Określenie kosztów wytwarzania i przesyłu energii należy rozpocząć od obliczenia zmiennego kosztu eksploatacyjnego K_{ee} , związanego z rocznym zużyciem paliwa dla potrzeb produkcji energii cieplnej, wg zależności [3]:

$$K_{ee} = \frac{E_y \cdot 10^6}{W_d \cdot \eta} \cdot k_p \quad [\text{zł/rok}] \quad (1)$$

gdzie:

- E_y – całkowita ilość energii, wytwarzanej przez źródło ciepła, [GJ/rok],
- W_d – wartość opałowa paliwa, [kJ/m³],
- η – sprawność całkowita procesu wytwarzania ciepła w źródle,
- k_p – koszt jednostkowy paliwa, [zł/m³].

Aby określić koszt roczny wytwarzania energii K_n dla roku n trwania eksploatacji źródła ciepła, należy skorzystać z poniższego wzoru [1]:

$$K_n = I \cdot WZK + K_{ee} + K_{om} \quad [\text{zł/rok}] \quad (2)$$

gdzie:

- I – nakłady inwestycyjne na budowę źródła ciepła, [zł],

* Mgr inż. Hubert Janusz, Instytut Inżynierii Ciepłej i Ochrony Powietrza, Wydział Inżynierii Środowiska, Politechnika Krakowska.

WZK – współczynnik zwrotu kapitału dla określonej stopy dyskonta r oraz przyjętego roku eksploatacji źródła ciepła n , wyznaczany z zależności:

$$WZK = \frac{r}{1 - (1 + r)^{-n}} \quad [1/\text{rok}] \quad (3)$$

K_{om} – koszt roczny obsługi mocy, niezależny od ilości wyprodukowanej energii, uwzględniający przewidywane koszty remontów oraz koszty związane z płacami dla pracowników obsługujących źródło, [zł/rok].

W oparciu o przyjętą metodę obliczania kosztów, wyznacza się dalsze wskaźniki ekonomiczne dla procesu wytwarzania energii cieplnej zawartej w wodzie gorącej:

a) Koszt jednostkowy wytworzenia energii:

$$k_w = \frac{k_{wms}}{\tau_s} + k_{we} \quad [\text{zł/GJ}] \quad (4)$$

gdzie:

- k_{wms} – roczny koszt utrzymania jednostki mocy szczytowej źródła ciepła, [zł],
- k_{we} – koszt jednostkowy zmienny wytwarzania energii, [zł/GJ],
- τ_s – roczny czas wykorzystania mocy szczytowej źródła ciepła, obliczany według zależności:

$$\tau_s = \frac{E_y}{3,6 \cdot Q_s} \quad [\text{h/rok}] \quad (5)$$

gdzie:

- Q_s – moc szczytowa źródła ciepła, [MW],
- E_y – całkowita ilość energii, wytwarzanej przez źródło ciepła w ciągu roku, [GJ/rok].

Na podstawie zależności (4) można stwierdzić, iż koszt jednostkowy wytwarzania energii zależy w dużym stopniu od rocznego czasu wykorzystania mocy szczytowej źródła. Im ten czas krótszy, tym koszt k_w jest większy, z uwagi na konieczność częstego uruchamiania i zatrzymywania źródła ciepła. Celowe staje się więc uwzględnienie w rozwiązaniach projektowych wprowadzenia bi- lub multiwalentnych źródeł ciepła, w których element o wysokiej sprawności lub najniższym zużyciu paliwa pracowałby w sposób możliwie ciągły (np. kolektory słoneczne przygotowujące ciepło na potrzeby c.w.u. + pompa ciepła), a zapotrzebowanie na moc szczytową pokrywane byłoby z elementu o niższej sprawności lub wyższym wskaźniku zużyciu paliwa, uruchamianego okresowo (np. kocioł gazowy).

b) Roczny koszt utrzymania jednostki mocy szczytowej źródła ciepła:

$$k_{wms} = \frac{I \cdot WZK + K_{om}}{Q_s} \quad [\text{zł/MW} \cdot \text{rok}] \quad (6)$$

c) Koszt jednostkowy zmienny wytwarzania energii:

$$k_{we} = \frac{K_{ee}}{E_y} \text{ [zł/GJ]} \quad (7)$$

W przypadku dużych producentów ciepła, obsługujących odbiorców masowych (ciepłownie, elektrociepłownie) należy również uwzględnić koszty związane z przesyłem energii oraz utrzymaniem rurociągów przesyłowych. Istotną rolę pełnią tutaj dwa kolejne wskaźniki:

d) Koszt jednostkowy przesyłu energii:

$$k_p = \frac{k_{pms}}{\tau_s} + k_{pe} \text{ [zł/GJ}\cdot\text{m]} \quad (8)$$

gdzie:

- k_{pms} – roczny koszt jednostkowy obsługi mocy szczytowej źródła,
- k_{pe} – koszt jednostkowy zmienny przesyłu energii.

e) Roczny koszt jednostkowy obsługi mocy szczytowej źródła:

$$k_{pms} = \frac{I \cdot WZK + K_{om}}{Q_s \cdot L} \text{ [zł/MW}\cdot\text{rok}\cdot\text{m]} \quad (9)$$

gdzie:

- I – nakłady inwestycyjne na budowę rurociągów oraz węzłów sieci przesyłowej,
- K_{om} – koszt roczny obsługi mocy (uwzględniający przewidywane koszty remontów oraz koszty związane z płacami dla pracowników obsługujących sieć przesyłową), [zł/rok],
- L – długość rurociągu przesyłowego (od producenta do odbiorcy).

f) Koszt jednostkowy zmienny przesyłu energii:

$$k_{pe} = \frac{K_{pe1} + K_{pe2}}{E_y \cdot L} \text{ [zł/GJ}\cdot\text{m]} \quad (10)$$

gdzie:

- K_{pe1} – koszt ciepła traconego z sieci przesyłowej, wyznaczany wg zależności:

$$K_{pe1} = \Delta Q_s \cdot L \cdot k_w \cdot \tau_0 \text{ [zł/rok]} \quad (11)$$

Wartość ta jest proporcjonalna do czasu trwania sezonu grzewczego τ_0 oraz ilości ciepła traconego w rurociągu ΔQ_s (wyznaczanego ze wzorów empirycznych, charakterystycznych dla danego typu rurociągu).

K_{pe2} – koszt energii elektrycznej, która jest zużywana podczas przetłaczania czynnika grzewczego:

$$K_{pe2} = \frac{2 \cdot G \cdot \Delta p}{\eta \cdot \rho} \cdot \tau_0 \cdot k_{el} \quad [\text{zł/rok}] \quad (12)$$

gdzie:

- G – strumień masowy wody sieciowej, [kg/s],
- Δp – spadek ciśnienia wody na długości L rozpatrywanego rurociągu, [Pa],
- η – sprawność układu pompowego,
- ρ – gęstość wody,
- k_{el} – koszt jednostkowy energii elektrycznej [zł/rok].

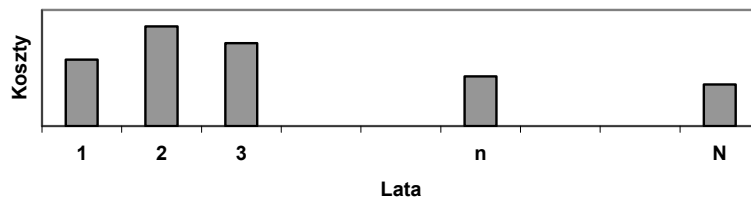
Koszty transportu ciepła w przypadku indywidualnych źródeł ciepła, służących do ogrzewania budynku i przygotowania c.w.u. można uznać za pomijalnie małe.

W przypadku, gdy porównywane warianty rozwiązań technicznych źródeł ciepła posiadają różne rozkłady strumieni kosztów inwestycyjnych w czasie (dotyczy to szczególnie dużych źródeł ciepła) - zachodzi konieczność przeliczania ich na określony rok w celu dalszej analizy. Stosuje się wtedy metodę dyskonta, wg której wartość nakładu inwestycyjnego poniesionego w roku n przelicza się w stosunku do roku bazowego 0 zgodnie z zależnością:

$$I_{[0]} = I \cdot (1 + r)^{-n} \quad [\text{zł}] \quad (13)$$

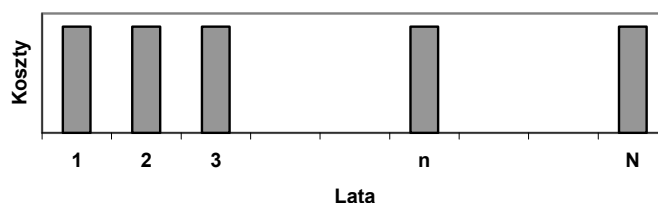
W podobny sposób przelicza się również koszty eksploatacyjne.

Analizę zmiennych kosztów dotyczących całego okresu eksploatacji źródła ciepła można uprościć, korzystając z metody tzw. sprowadzonych kosztów rocznych. Dzięki jej zastosowaniu zamiast badać strumienie zmiennych kosztów rocznych K_1, K_2, \dots, K_n (ryc.1) można zastąpić je (równoważnymi im) strumieniami kosztów rocznych o tych samych wartościach K_c (ryc.2), co znacznie ułatwia porównywanie różnych rozwiązań technologicznych źródeł ciepła.



Rys. 1. Strumienie zmiennych kosztów rocznych

Fig. 1. Variable annual cost flows



Ryc. 2. Strumienie kosztów rocznych o stałych wartościach

Fig. 2. Constant annual cost flows

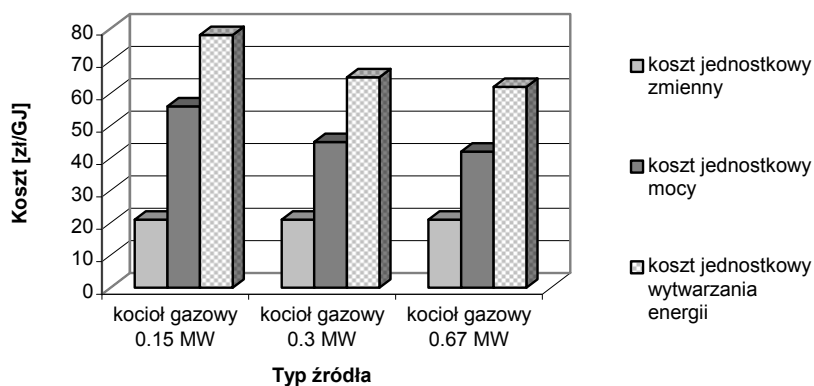
Strumienie kosztów rocznych o stałych wartościach K_c wyznaczone są z zależności:

$$K_c = \frac{r}{(1+r)^N - 1} \cdot \sum_{n=1}^N K_n \cdot (1+r)^{N-n} \quad (14)$$

gdzie:

N – ostatni rok przewidywanego okresu eksploatacji źródła ciepła:

Na podstawie przeprowadzonych badań [2] można stwierdzić, iż w przypadku małych źródeł ciepła, wytwarzających ciepło w celach grzewczych (o niewielkim czasie wykorzystania mocy szczytowej $\tau_s < 2500$ h/rok), składowa kosztu jednostkowego utrzymania mocy szczytowej źródła charakteryzuje się większą wartością w stosunku do kosztu jednostkowego zmiennego wytwarzania energii (ryc. 3).



Ryc. 3. Koszt jednostkowy wytwarzania energii i jego składniki

Fig. 3. Unit cost of energy production and its components

3. Analiza wrażliwości i analiza cyklu życia.

Opisana powyżej metoda obliczeń prostych wskaźników ekonomicznych pozwala przeprowadzać porównanie kosztów różnych rozwiązań technologicznych źródeł ciepła, jak również określić działania mające na celu obniżenie kosztów eksploatacji źródła. Taka metoda oceny różnych wariantów rozwiązań technologicznych źródeł ciepła nie uwzględnia jednak pewnych istotnych czynników, takich jak zmiany cen nośników energii czy stopy dyskontowej. Dokładna analiza ekonomiczna z uwzględnieniem tych aspektów może być przeprowadzona za pomocą tzw. analizy wrażliwości.

Podstawą analizy wrażliwości jest opracowanie kilku wariantów zmian czynników wpływających na koszt finansowy danej inwestycji. W badaniach można uwzględnić zmianę jednego czynnika (np. ceny nośnika energii lub stopy dyskontowej) przy innych niezmiennych wartościach lub też równoczesną zmianę kilku czynników. Zmiana poziomu poszczególnych czynników powoduje przesunięcie prognozy rentowności projektu inwestycyjnego, dlatego w analizie wrażliwości punktem wyjścia jest ustalenie jego poziomu przed zmianą czynników, a następnie wyznaczenie każdorazowo nowego prognozy rentowności przy zmianie warunków funkcjonowania inwestycji. W przypadku stosowania analizy wrażliwości jako narzędzia służącego do wyboru optymalnego rozwiązania inwestycyjnego z grupy kilku możliwych wariantów, wyznaczenie prognozy rentowności można pominąć, skupiając się jedynie na obserwowaniu zmian wskaźników opłacalności ekonomicznej dla każdego z wariantów przy zmianie czynników wpływających na ich koszt, a następnie wybrać rozwiązanie optymalne z punktu widzenia przeprowadzonej analizy.

Pełna analiza, oprócz uwzględnienia parametrów cenowych zmiennych w czasie, powinna również określać tzw. koszt życia projektu (LCC) – czyli wszystkie koszty związane z zakupem urządzeń, montażem, eksploatacją źródła ciepła oraz konserwacją i utylizacją po okresie użytkowania. Łącząc zatem analizę cyklu życia z analizą wrażliwości wprowadza się współczynnik eLCC (extended Life Cycle Cost) projektu. Wskaźnik ten określa sumę nakładów inwestycyjnych i kosztów poniesionych w ciągu eksploatacji instalacji dla przyjętego okresu jej użytkowania, związanych z zaopatrzeniem obiektu w ciepło, przy zmieniających się w czasie kosztach jednostkowych nośników energii oraz uwzględniający wpływ instalacji na środowisko. Zdefiniowany jest on wzorem:

$$eLCC = \sum_{n=1}^N \left[\frac{(1+c_n)^n}{(1+r_n)^n} \cdot K_{ee} + K_o + K_m + K_s + K_{env} \right] + I + K_{in} + K_d \quad [\text{zł}] \quad (15)$$

gdzie:

- r_n – stopa dyskontowa dla roku n analizowanego okresu,
- c_n – stopa wzrostu cen energii dla roku t analizowanego okresu,
- N – rozpatrywany okres eksploatacji inwestycji,
- K_{ee} – koszt eksploatacyjny (koszt energii dla pracy), [zł/rok],
- K_o – rozszerzone koszty eksploatacyjne; należy je uwzględnić, gdy jedno z urządzeń wymaga szczególnej uwagi podczas eksploatacji [zł/rok],
- I – nakłady inwestycyjne na budowę źródła ciepła,

- K_m – koszty montażu i uruchomienia,
- K_m – koszty konserwacji, [zł/rok],
- K_s – koszty przerwy w eksploatacji, [zł/rok],
- K_{env} – koszty związane z oddziaływaniem na środowisko naturalne, [zł/rok], wg [6],
- K_d – koszty utylizacji.

Rozwiązanie charakteryzujące się najmniejszą wartością wskaźnika eLCC uznawane jest za optymalne z punktu widzenia przeprowadzanej analizy cyklu życia.

W opisanym powyżej podejściu kluczową rolę spełnia ekonomiczny punkt widzenia, trzeba jednak pamiętać, iż rozpatrywane technologie wytwarzania ciepła różnią się od siebie także pod względem ich wpływu na środowisko – i powinny być analizowane również jako rozwiązania innowacyjne, mogące wywołać pozytywne zmiany w środowisku.

Technologie interwencyjne, w zależności do tego czy powodowane korzyści środowiskowe mają charakter lokalny czy też globalny, dzielone są na dwie kategorie: odpowiednio typu I i II. Do tych pierwszych zalicza się takie rozwiązania, które są ekonomicznie efektywne i charakteryzują się zadowalającym poziomem stopy zwrotu z punktu widzenia danego kraju. Typ II stanowią technologie, które – po zaimplementowaniu – powodują korzyści dla globalnego środowiska (np. zmniejszając emisję gazów cieplarnianych), jednakże mogą być one nieuzasadnione ekonomicznie z punktu widzenia kraju, w którym zostały wprowadzone.

Rozważając różne opcje metod wytwarzania energii na potrzeby ogrzewania budynku, bądź też planując modernizację istniejącej technologii warto brać pod uwagę możliwość dofinansowania takich działań ze środków funduszy ochrony środowiska. W naszym kraju, nie licząc niskoprocentowanych kredytów i dotacji, dofinansowania takie nie są raczej rozpowszechnione, głównie ze względu na trudności związane ze spełnieniem niezbędnych kryteriów, jakim muszą sprostać wnioski składane do instytucji przyznających tzw. granty.

Inwestycje II typu, do których mogą być zaliczane modernizacje istniejących źródeł ciepła lub wprowadzane nowe technologie, zmniejszające obciążenie środowiska, mają szanse na otrzymanie dofinansowania ze strony szeregu międzynarodowych funduszy – jednym z nich jest Global Environment Facility (GEF). Warunkiem jest oczywiście spełnienie określonych kryteriów. Realizując więc analizę ekonomiczną różnych wariantów rozwiązań technologicznych oraz wyznaczając wskaźniki ekonomiczne opisane powyżej w celu ich porównania i wyboru wariantu optymalnego, warto zwrócić uwagę na możliwość zwrócenia się do ww. organizacji o wsparcie finansowe. W tym celu należy przeprowadzić tzw. analizę kosztów przyrostowych oraz efektywności kosztowej. Pozwoli to ocenić i wybrać takie rozwiązanie, które będzie korzystne nie tylko dla inwestora/użytkownika, ale również korzystne z punktu widzenia funduszu przyznającego dofinansowanie dla implementacji technologii interwencyjnej.

Przyrostowy koszt inwestycyjny, związany z wprowadzeniem rozwiązania interwencyjnego w miejsce dotychczasowego (konwencjonalnego), jest określany wg zależności:

$$\Delta I_n = I_{pr} - I_k \quad [\text{zł}] \quad (16)$$

gdzie:

- I_{pr} – nakłady inwestycyjne związane z wprowadzeniem rozwiązania proekologicznego,
- I_k – koszt inwestycyjny rozwiązania konwencjonalnego.

Koszt ΔI_n ma zazwyczaj wartość dodatnią z uwagi na fakt, iż technologie „przyjazne” dla środowiska obarczone są wyższymi nakładami inwestycyjnymi.

Na podobnej zasadzie wyznaczany jest roczny przyrostowy koszt eksploatacyjny, uzależniony od rodzaju wykorzystywanego paliwa/nośników energii, kosztów obsługi źródła ciepła, napraw urządzeń jak również opłat związanych z gospodarczym korzystaniem ze środowiska:

$$\Delta K_e = K_{epr} - K_{ek} \quad [\text{zł/rok}] \quad (17)$$

gdzie:

- K_{ek} – roczny koszt eksploatacyjny rozwiązania konwencjonalnego, [zł/rok],
- K_{epr} – koszt eksploatacyjny rozwiązania proekologicznego, [zł/rok].

Dąży się do tego, aby tak określony przyrostowy koszt eksploatacyjny miał wartość ujemną. Jeśli nie jest to możliwe (np. wskutek użycia droższego paliwa), to wartość ΔK_e powinna być jak najmniejsza. Również stosunek przyrostowych kosztów inwestycyjnych do rocznych przyrostowych kosztów eksploatacyjnych:

$$N = \frac{\Delta I_n}{\Delta K_e} \quad (18)$$

powinien być jak najniższy, świadczy to bowiem o ekonomicznej efektywności rozpatrywanego rozwiązania i szybkim zwrocie poniesionych nakładów.

4. Emisje substancji szkodliwych.

Równocześnie z analizą ekonomiczną kosztów przyrostowych prowadzić należy obliczenia zmiany emisji rocznych substancji szkodliwych dla środowiska, która wynika z zastosowania nowoczesnego rozwiązania interwencyjnego, zastępującego technologię konwencjonalną:

$$\Delta E_r = E_{pr} - E_k \quad [\text{ton CO}_2/\text{rok}] \quad (19)$$

Obliczenia emisji unikniętych prowadzi się w odniesieniu do gazów cieplarnianych, analizie można poddać również zmianę emisji tlenków siarki i azotu oraz węglowodorów.

Stając wobec konieczności wyboru konkretnego rozwiązania z grupy kilku projektów, kryterium decydującym jest efektywność kosztowa danej opcji, a konkretnie jej maksymalizacja. W przypadku projektów dotyczących np. modernizacji źródeł ciepła z węglowych na gazowe uwzględnia się także koszt redukcji emisji trzech gazów cieplarnianych: CO₂, NO_x oraz CH₄, przy czym jeśli chodzi o tlenki azotu i metanu to efekt ich oddziaływania należy przeliczyć na równoważną mu emisję dwutlenku węgla, wyrażoną w [tonach/rok]. Pozostałe emisje wpływające na stan środowiska (dwutlenek siarki, pyły) uwzględnia się podczas obliczeń kosztów eksploatacyjnych – przez dodanie kosztów związanych z opłatami za gospodarce korzystanie ze środowiska.

Efektywność kosztową ocenia się, biorąc pod uwagę obliczony jednostkowy koszt zmniejszenia emisji, wyrażony w [zł/tonę CO₂]. Emisja CO₂ nie podlega dyskontowaniu i kumuluje się ją w celu określenia emisji całkowitej dla całego okresu eksploatacji, ponieważ należy zakładać nieskończony czas życia związku CO₂ w porównaniu z czasem życia danych rozwiązań technologicznych. Wskaźnik efektywności kosztowej wyraża się następująco:

$$C = \frac{N}{\Delta E_r^{(CO_2)}} \text{ [zł/tona CO}_2\text{]} \quad (20)$$

gdzie:

ΔE_r – emisja uniknięta, [tona CO₂/rok].

Dąży się do tego, aby tak wyznaczona wartość współczynnika efektywności kosztowej była jak najmniejsza i w przypadku wyboru wariantów rozwiązań projektowych wg kryteriów GEF jest to czynnik decydujący.

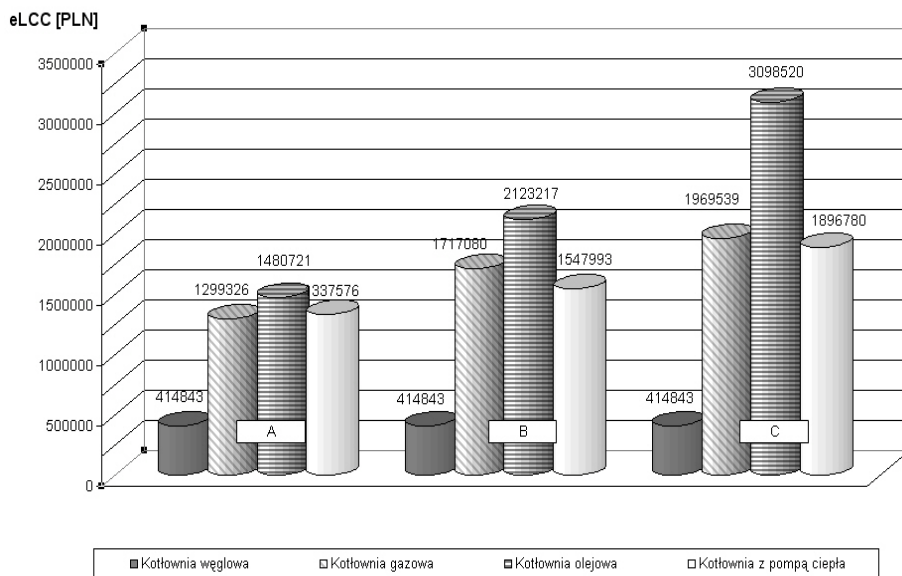
5. Przykład.

Przykładowe wyniki analizy eLCC, wykonanej dla trzech typów źródeł ciepła przedstawia ryc. 4. Obliczenia przeprowadzono dla kotłowni gazowej, olejowej oraz kotłowni z kotłem gazowym, pompą ciepła i instalacją solarną. Projektowane źródło ciepła ma pokryć zapotrzebowanie na energię cieplną na poziomie 2077 [GJ/ rok]. Przez A, B, C oznaczono rozpatrywane scenariusze ekonomiczne i przypisane im wskaźniki:

A: wariant pesymistyczny. Stopa dyskonta na poziomie 5 %, stopa wzrostu ceny węgla 5 %, stopa wzrostu ceny gazu ziemnego 10%, stopa wzrostu ceny oleju opałowego 15%, stopa wzrostu ceny energii elektrycznej 5%.

B: wariant neutralny. Stopa dyskonta na poziomie 2 %, stopa wzrostu ceny węgla 2 %, stopa wzrostu ceny gazu ziemnego 5%, stopa wzrostu ceny oleju opałowego 7%, stopa wzrostu ceny energii elektrycznej 2%.

C: wariant optymistyczny. Stopa dyskonta na poziomie 1 %, stopa wzrostu ceny węgla 1 %, stopa wzrostu ceny gazu ziemnego 0 %, stopa wzrostu ceny oleju opałowego 1%, stopa wzrostu ceny energii elektrycznej 1%.



Ryc. 4. Wartości współczynnika eLCC dla wybranych scenariuszy ekonomicznych

Fig. 4. eLCC coefficient values in selected economic scenarios

Na podstawie przeprowadzonych obliczeń dla wybranych scenariuszy można łatwo zauważyć, iż rozwiązanie projektowe o najniższym wskaźniku eLCC w jednym wariantcie ekonomicznym (np. kotłownia gazowa dla opcji A), może stać się mniej korzystne w innym (kotłownia z pompą ciepła i instalacją solarną o najniższej wartości eLCC w opcji B). Stojąc przed koniecznością wyboru źródła ciepła spośród kilku dostępnych opcji, nie powinno się zatem zawężać sposobu oceny inwestycji tylko i wyłącznie do analizy kosztów inwestycyjnych lub bieżących kosztów eksploatacyjnych – należy uwzględnić również możliwe niekorzystne zmiany sytuacji ekonomicznej w przyszłości, co może diametralnie zmienić zasadność realizacji wybranej inwestycji.

Dla powyższych rozwiązań technologicznych przeprowadzono również obliczenia emisji do środowiska gazów cieplarnianych (CO_2 , N_2O i CH_4), powstałych w wyniku spalania paliwa. W celach porównawczych wyrażono jednostkę emisji rocznej N_2O i CH_4 w [tonach CO_2/a], przy przyjętym wskaźniku GWP (Global Warming Potential) dla N_2O na

poziomie 310 jednostek [5], dla CH₄ wskaźnik GWP wynosi 21. Przeprowadzono również obliczenia emisji unikniętych – jako rozwiązanie bazowe przyjęto kotłownię węglową. Wyniki obliczeń zestawiono w tabelicy 1.

Tabela 1

Emisje roczne dla poszczególnych rozwiązań źródeł ciepła

	Rozwiązanie bazowe	Kotłownia gazowa	Kotłownia olejowa	Kotłownia z pompą ciepła i kolektorami sł.
Emisja CO ₂ [t CO ₂ /rok]	212	133	177	208
Emisja N ₂ O [t N ₂ O/rok]	0,003	-	-	-
Emisja CH ₄ [t CH ₄ /rok]	-	0,6	-	0,3
Emisja łączna [t CO ₂ /rok]	213	147	161	215
Emisja uniknięta [t CO ₂ /rok]	-	68	37	-2

Obliczenia emisji powstałych w źródle ciepła przeprowadzono z uwzględnienia emisji, wytworzonych w procesie produkcji energii elektrycznej w elektrowni na potrzeby eksploatacyjne źródła ciepła.

Określone wg zależności (16), (17) i (18) wskaźniki ekonomiczne przedstawione zostały w tabelicy 2.

Tabela 2

Wskaźniki ekonomiczne dla poszczególnych rozwiązań źródeł ciepła

	Kotłownia gazowa	Kotłownia olejowa	Kotłownia z pompą ciepła i kolektorami sł.
ΔI_n [zł]	25 718	29 701	102 089
ΔK_e [zł/rok]	63 368	69 018	57 543
N	0,41	0,43	1,77

Na podstawie przeprowadzonych obliczeń można stwierdzić, iż spośród analizowanych rozwiązań technicznych źródeł ciepła, wariantem o najniższym stosunku przyrostowych kosztów inwestycyjnych do rocznych przyrostowych kosztów eksploatacyjnych N , a więc rozwiązaniem najkorzystniejszym spośród rozpatrywanych jest kotłownia gazowa. Gdyby jednak dokonać oceny z punktu widzenia pełnej analizy cyklu życia z uwzględnieniem możliwych zmian nośników energii, wtedy optymalnym rozwiązaniem technologicznym jest źródło oparte na kolektorach słonecznych, pompie ciepła i kotle gazowym.

6. Wnioski.

Uproszczona analiza ekonomiczna podstawowych wskaźników opłacalności, najczęściej do tej pory stosowana w przypadku wyboru najlepszego rozwiązania technologicznego źródła ciepła spośród kilku dostępnych opcji, nie powinna być dzisiaj jedynym narzędziem pomocnym przy podejmowaniu decyzji w tym zakresie. Nie uwzględnia ona bowiem szeregu czynników, mających istotny wpływ na przyszłą eksploatację źródła i jego wpływ na środowisko naturalne.

Analiza cyklu życia rozwiązania technologicznego, połączona z analizą wrażliwości pozwala nie tylko porównywać projekty instalacji pod względem czysto ekonomicznym, ale również daje możliwość określenia obszarów potencjalnej dalszej optymalizacji kosztowej takiego rozwiązania. Umożliwia także oszacowanie, w jakim stopniu analizowane rozwiązanie ingeruje w ekosferę i jakie koszty z tego tytułu zostaną poniesione a także w jaki sposób na użytkowanie źródła ciepła może wpłynąć niepewna sytuacja na rynku nośników energetycznych. W obliczu nieuchronnego wyczerpywania się naturalnych zasobów paliw kopalnych i wynikających z tego ekonomicznych perturbacji trudno przecenić rolę analizy eLCC jako narzędzia w podejmowaniu decyzji. Nie jest już bowiem kwestią „czy” należy stosować analizę cyklu życia – lecz czy obecnie można się bez niej obejść.

L i t e r a t u r a

- [1]. Cz. Mejro, *Podstawy gospodarki energetycznej*, WNT Warszawa 1980.
- [2]. M. Hopkowicz, B. Maludziński, *Benchmarking czy raczej własna analiza kosztów systemu zaopatrzenia budynków w ciepło*, Zakopane 2002.
- [3]. H. Recknagel, E. Sprenger, *Poradnik ogrzewanie + klimatyzacja*, EWFE 94/95.
- [4]. R. Ottem, *Calculations on choosing a cogeneration option at the Polytechnical University in Krakow*, KEMA 1995.
- [5]. Opracowanie Międzynarodowego Zespołu ds. Zmian Klimatu dla protokołu z Kyoto, 1997 r.
- [6]. Rozporządzenie Rady Ministrów w sprawie opłat za korzystanie ze środowiska, Warszawa 1998 r.

S u m m a r y

There are several different methods to estimate which heat source, amongst several others, should be implemented as the optimum one. In this paper the eLCC method was presented. It combines both economical and ecological indexes, allowing to carry out detailed life cycle analysis and sensitivity analysis. In this way the chosen technical solution could be estimated not only by the cost criterion, but also by the environmental impact criterion.

Streszczenie

Do wyboru optymalnego rozwiązania technologicznego źródła ciepła spośród szeregu dostępnych opcji używa się różnych metod, opartych głównie na analizie ekonomicznej. W artykule przedstawiono metodę eLCC. Łączy ona w sobie zarówno wskaźniki ekonomiczne, jak i ekologiczne, umożliwiając przeprowadzenie złożonej analizy cyklu życia i analizy wrażliwości danego wariantu źródła ciepła. W wyniku zastosowania tej metody wybrane rozwiązanie technologiczne będzie optymalne nie tylko ze względu na kryterium kosztów, ale również ze względu na kryterium jego wpływu na środowisko.

Słowa kluczowe

Analiza cyklu życia, analiza wrażliwości, wskaźnik LCA, eLCC, koszt wytwarzania energii, źródło ciepła, koszt mocy szczytowej, koszt przesyłu energii, emisja roczna, efektywność kosztowa.