



Instrukcja do ćwiczenia pt.:

Obliczanie kosztów wytwarzania, przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej

Autor: prof. dr hab. inż. Józef Paska

Cel ćwiczenia:

Celem ćwiczenia jest zapoznanie się z podstawowymi zasadami oceny kosztów wytwarzania, przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej oraz zdobycie praktycznych umiejętności ich obliczania z wykorzystaniem funkcji arkusza kalkulacyjnego Excel.

Wprowadzenie:

1. Koszty stałe, zmienne, jednostkowe i krańcowe

Całkowite koszty produkcji oblicza się zgodnie z przedstawionym na rys. 1 schematem, z którego wynika że:

- ⇒ na koszty fabryczne składają się koszty bezpośrednie oraz koszty wydziałowe;
- ⇒ koszty operacyjne są sumą kosztów fabrycznych, ogólnoadministracyjnych oraz kosztów sprzedaży i dystrybucji;
- ⇒ na koszty całkowite składają się koszty operacyjne, koszty finansowe (odsetki od kredytów) oraz amortyzacja.



Rys. 1. Elementy kosztów produkcji

Kryterium reakcji kosztów na zmiany wielkości produkcji pozwala podzielić je na stałe i zmienne. Do stałych zalicza się koszty niezależne od bieżących zmian wielkości produkcji i są to

głównie koszty ogólnozakładowe, amortyzacja (gdy jej kalkulacja jest oparta na bazie czasowej), długookresowe usługi umowne, czynsze, wynagrodzenia administracji. Koszty zmienne zależą od wielkości wykonanej produkcji - rosną wraz z jej wzrostem.

$$TC = FC + VC, \quad (1)$$

gdzie: TC - całkowity koszt wytworzenia, FC - koszty stałe, VC - koszty zmienne.

Z punktu widzenia reagowania kosztów na wielkość produkcji (koszty wytwarzania) lub dostaw energii odbiorcom dzieli się je na koszty (względnie) stałe i koszty zmienne.

Koszty zmienne wytwarzania energii - to koszty silnie zależne od wielkości produkcji, natomiast **koszty stałe** - to koszty zasadniczo niezależne - w krótkich przedziałach czasowych - od wielkości produkcji. Poszczególne elementy kosztów w istocie prawie nigdzie nie występują w formie czystej jako koszty absolutnie zmienne lub absolutnie stałe.

W elektroenergetyce koszty zmienne wytwarzania energii utożsamia się zwykle z kosztami paliwa produkcyjnego, z którymi wiążą się ściśle koszty zakupu (w tym głównie koszty transportu) oraz opłaty za korzystanie ze środowiska. Charakteru kosztów zmiennych nie mają jednak koszty związane z utrzymywaniem zmechanizowanych urządzeń transportu paliwa i nawęglania (ich poziom nie zależy bezpośrednio od ilości zużywanego paliwa). Element kosztów zmiennych wytwarzania energii cieplnej stanowią natomiast koszty energii elektrycznej zużytej do produkcji ciepła.

Do kosztów zmiennych energii elektrycznej dostarczonej odbiorcom zalicza się koszty zmienne wytwarzania oraz koszty energii zakupionej od dostawców spoza energetyki zawodowej, przeznaczonej do dalszej odsprzedaży.

Koszty zmienne wytwarzania energii są utożsamiane z **kosztami energii**, zaś koszty stałe z **kosztami mocy**.

Jednostką kalkulacyjną energii elektrycznej jest MW·h (lub kW·h) wytworzonej energii netto (koszty wytwarzania) lub dostarczonej odbiorcom (koszty przesyłania, rozdziału i obsługi odbiorców), zaś energii cieplnej - GJ ciepła przeznaczonego na cele technologiczne i grzewcze.

Koszty jednostkowe (przeciętne) są to koszty przypadające na jednostkę kalkulacyjną energii. W przypadku wytwarzania energii elektrycznej wyrażają one koszty 1 MW·h (lub kW·h) oddanej do wspólnej sieci energetyki zawodowej.

Koszty jednostkowe mogą być wykazywane jako koszt łączny (całkowity) lub w rozbiciu na koszt stały i zmienny. Ponadto koszt stały może być wyliczony na MW mocy osiągalnej (średnia z dni kalendarzowych) albo dyspozycyjnej brutto lub netto (średnia z dni roboczych). Koszt stały ciepła - na MW mocy osiągalnej cieplnej (średnia z dni kalendarzowych).

W krajach o gospodarce rynkowej wykorzystuje się koncepcję kosztów krańcowych; np. Bank Światowy zaleca ich stosowanie przy projektowaniu taryf energii. **Koszty krańcowe** odzwierciedlają zmianę kosztów całkowitych w wyniku wzrostu (lub spadku) produkcji o jednostkę. Wyróżnia się: koszty krańcowe (marginalne) krótkookresowe (**Short-Run Marginal Costs - SRMC**), oraz koszty krańcowe długookresowe (**Long-Run Marginal Costs - LRMC**).

Koszty krańcowe krótkookresowe są określane jako koszt poniesiony dla zwiększenia (lub zmniejszenia) podaży energii o relatywnie małą wielkość w sytuacji istniejących (ustalonych) zdolności wytwórczych, przesyłowych i rozdzielczych systemu. Koszty te równają się zatem kosztom zmiennym (koszty paliw, koszty wody w zbiornikach elektrowni wodnych) pokrycia niewielkiego zwiększenia zapotrzebowania (popytu) energii, gdy zapotrzebowanie to pozostaje w granicach istniejących zdolności oraz kosztom związanym z ograniczaniem zapotrzebowania gdy jest ono wyższe

Koszty krańcowe długookresowe są określane jako przyrost kosztów całkowitych ponoszony dla zwiększenia podaży energii w dłuższym okresie w wyniku znacznego wzrostu popytu, tj. w sytuacji gdy zdolności wytwórcze, przesyłowe i rozdzielcze systemu mogą być zmieniane. Zawierają one zatem oprócz kosztów zmiennych także przyrost kosztów stałych (koszty nowych elektrowni, linii przesyłowych i rozdzielczych, urządzeń przesyłowych i rozdzielczych).

Zależności wiążące poszczególne kategorie kosztów są następujące:

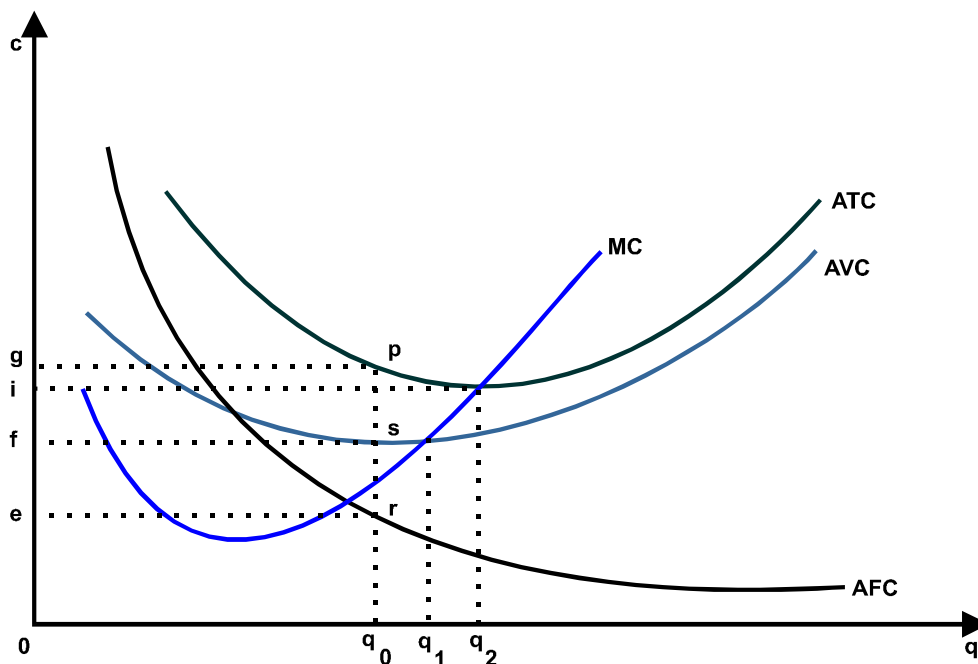
$$TC = TFC + TVC, \quad ATC = AFC + AVC, \quad (2)$$

$$ATC = \frac{TC}{q}, AFC = \frac{TFC}{q}, AVC = \frac{TVC}{q}, MC = \frac{\Delta TC}{\Delta q}, \quad (3)$$

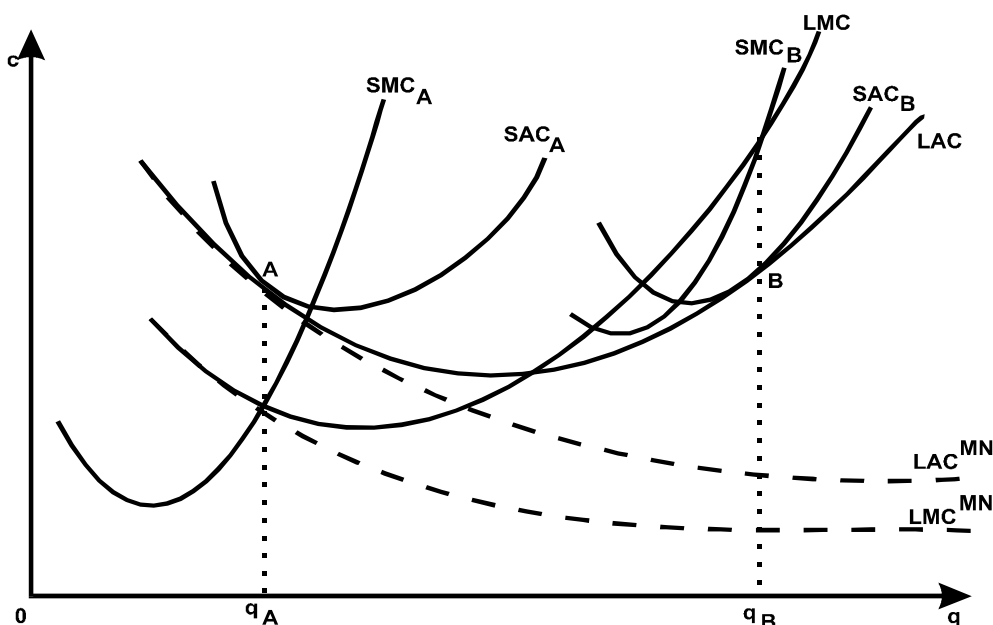
gdzie: TC - koszty całkowite (**total costs**), TFC - koszty stałe (**total fixed costs**), TVC - koszty zmienne (**total variable costs**), ATC - koszty jednostkowe - przeciętne (**average total costs**), AFC - jednostkowy (przeciętny) koszt stały, AVC - jednostkowy (przeciętny) koszt zmienny, MC - koszty krańcowe (**marginal costs**), q - wielkość produkcji.

Zmienność kosztów w zależności od rozmiarów produkcji zilustrowano na rys. 2.

a)



b)



Rys. 2. Koszty działalności przedsiębiorstwa w krótkim (a) i długim (b) okresie:

q₁ - wielkość produkcji, której odpowiadają najmniejsze jednostkowe koszty zmienne;

q₂ - wielkość produkcji, której odpowiadają najmniejsze jednostkowe (przeciętne) koszty całkowite;

SAC - krótkookresowe przeciętne koszty całkowite; LAC - długookresowe przeciętne koszty całkowite;

LTC - długookresowy koszt całkowity, LTC = LAC×q; LMC - długookresowy koszt krańcowy (wzrost kosztów całkowitych LTC w długim okresie, spowodowany wzrostem produkcji o jednostkę);

LAC^{MN}, LMC^{MN} - koszty długookresowe (przeciętne i krańcowe) w sytuacji monopolu naturalnego

Relacje pomiędzy kosztami na rys. 2a wskazują, że ze wzrostem skali produkcji rosną wszystkie koszty poza przeciętnymi kosztami stałymi. Przeciętny koszt zmienny osiąga minimum przy poziomie produkcji niższym od tego, przy którym swoje minimum ma przeciętny koszt całkowity. Przy najniższym jednostkowym koszcie produkcji następuje zrównanie kosztów krańcowych z przeciętnymi kosztami całkowitymi.

Analiza kosztów w długim okresie (rys. 2b) odnosi się do sytuacji, w których firma zmienia wielkość i strukturę swego wyposażenia kapitałowego. Zatem, wszystkie koszty długookresowe są zmienne. Przeciętny koszt produkcji dla różnych jej poziomów jest wyznaczony przez krzywą **przeciętnego kosztu długookresowego** (LAC). Punkt A wyznacza optymalną strukturę kapitałową dla poziomu produkcji q_A i najniższą odpowiadającą jej wartość LAC, lecz nie jest punktem minimalnym na krzywej SAC. Spadek LAC jest wynikiem korzyści skali produkcji, polegających na obniżce kosztów w efekcie rozszerzonego zużycia zasobów.

Korzyści skali są charakterystyczne dla większości sytuacji produkcyjnych. W większości przypadków również, od pewnego poziomu produkcji pojawia się dyzekonomia skali - wyższe koszty zarządzania, spadek efektywności, itd. - krzywa LAC odchyła się ku górze. Wyjątek stanowią **monopole naturalne** - gałęzie wytwórczości, w których długookresowe koszty przeciętne i krańcowe stale obniżają się wraz ze wzrostem produkcji. W takiej gałęzi jedna firma może zwiększać skalę swego działania, obniżać koszty i eliminować cenowo inne firmy o mniejszej skali i wyższych kosztach produkcji. Podsektory elektroenergetyki: przesył i dystrybucja mają wiele cech monopolu naturalnego.

2. Koszty społeczne energii i przedsięwzięć energetycznych

Racjonalna gospodarka surowcami, paliwami i energią stanowi ważny czynnik efektywności funkcjonowania każdej gospodarki. Podstawowymi narzędziami pozwalającymi oceniać racjonalność wykorzystywania surowców, paliw i energii powinny być: rachunek ekonomiczny, uwzględniający rzeczywiste koszty społeczne ich pozyskania z zasobów własnych lub z importu, oraz właściwa polityka cenowa.

Przez **społeczny koszt energii (social opportunity cost)** jest rozumiana całość nakładów i kosztów ponoszonych przez społeczeństwo w związku ze zużyciem i przetworzeniem zasobów energetycznych oraz występowaniem szkodliwych zmian środowiska i pogorszeniem bytu wskutek dostarczenia lub niedostarczenia energii potrzebnej odbiorcom.

Ogólna struktura społecznych kosztów energii powinna uwzględniać:

- wydobycie surowców energetycznych i ich przetworzenie w energię finalną (wraz z kosztami ingerencji w środowisko gospodarcze i społeczne regionu);
- efektywność energetyczną pozyskania i przetworzenia surowców, określona przez sprawność przemiany surowców w energię finalną - czynnik ten mówi o tym, jaka część energii pierwotnej zawartej w paliwie zostaje wykorzystana w gospodarce w postaci energii potrzebnej odbiorcom;
- straty ponoszone z powodu zanieczyszczenia środowiska w związku z zaspokajaniem potrzeb energetycznych;
- wyczerpywanie w dającej przewidzieć się przyszłości obecnie dostępnych i wykorzystywanych zasobów energetycznych.

Ocena społecznych kosztów energii wymaga także uwzględnienia całego cyklu, obejmującego cztery następujące po sobie fazy:

- pozyskanie surowców energetycznych lub innych nośników energii pierwotnej;
- przetwarzanie energii w postać finalną dostarczaną odbiorcom;
- przesyłanie i rozdzielanie energii;
- użytkowanie energii.

Poszczególne fazy tego cyklu są w praktyce gospodarczej w różnym stopniu odzwierciedlane w kosztach. Można przyjąć, że przy ocenie społecznych kosztów energii elektrycznej szczególne znaczenie mają obecnie fazy pierwsza i druga. Obszary występowania składników społecznego kosztu energii elektrycznej przedstawiono w tablicy 1.

Tablica 1

Obszary występowania składników społecznego kosztu energii elektrycznej

Składnik kosztu	Pozyskiwanie paliwa	Przetwarzanie energii	Przesył i rozdział energii	Użytkowanie energii
Koszty bezpośrednie	+	+	+	+
Koszty zanieczyszczenia środowiska	+	+	+	
Koszty ingerencji w środowisko gospodarcze i społeczne regionu	+	+		
Wyczerpywanie zasobów	+			

Podstawą wyboru energii elektrycznej jako nośnika energii finalnej powinna być ocena społecznych kosztów jej wytwarzania i użytkowania w porównaniu z innymi możliwymi do zastosowania formami energii. Podstawą wyboru rodzaju paliwa (lub nośnika energii pierwotnej) dla elektrowni powinna być ocena społecznego kosztu jego pozyskania i przetwarzania (np. spalanie lub proces łańcuchowej reakcji rozszczepienia) z uwzględnieniem wszystkich konsekwencji.

Należy zatem stwierdzić, że znajomość społecznych kosztów energii elektrycznej jest podstawowym warunkiem prawidłowej oceny efektywności inwestycji elektroenergetycznych. Poziom tych kosztów powinien być ważnym czynnikiem kształtującym politykę cenową i rozwiązania taryfowe.

3. Metoda kosztów rocznych

W metodzie kosztów rocznych zakłada się, że miarą wszystkich nakładów i kosztów, odniesioną do jednego roku, jest odpowiednio określony koszt roczny.

Strumień kosztów rocznych można zapisać w postaci:

$$K_r = K_n r + K_e, \quad (4)$$

$$\text{przy czym: } r = p + \frac{p}{(1+p)^N - 1} = \frac{p(1+p)^N}{(1+p)^N - 1}, \quad (5)$$

gdzie: K_n – zdyskontowane (zaktualizowane) nakłady inwestycyjne, r - **rata kapitałowa (rata reprodukcji rozszerzonej** - ang. **capital recovery factor**) ujmująca stopę oprocentowania kredytu (stopę dyskontową - p) oraz stopę (stawkę) amortyzacji, N - długość okresu eksploatacji (w latach), K_e - koszty eksploatacyjne.

Iloczyn $K_n r$ przedstawia roczny koszt utrzymania kapitału (koszt kapitałowy, koszt rozszerzonej reprodukcji), będący wymaganą rentą od tego kapitału pozwalającą pokryć alternatywny koszt kapitału. Powinien on obciążać konkretny składnik kapitału, jeśli nie może on przynosić strat.

Dodatkowo należy uwzględnić strumień efektów rocznych o jednakowej wartości E .

Jeżeli inwestycja posiada prostą charakterystykę czasową, to K_n , K_e , E są znane. W przypadku charakterystyki złożonej wielkości te muszą być obliczone za pomocą rachunku dyskonta (założono dyskontowanie na rok poprzedzający początek eksploatacji):

$$K_n = \sum_{t=-b}^0 I_t (1+p)^{-t} + \sum_{t=1}^N I_t (1+p)^{-t} - WM_N (1+p)^{-N}, \quad (6)$$

$$E = r \sum_{t=1}^N E_t (1+p)^{-t}, \quad K_e = r \sum_{t=1}^N K_{et} (1+p)^{-t},$$

gdzie: b - długość okresu poprzedzającego eksploatację (w latach); I_t , E_t , K_{et} - wartości nakładów inwestycyjnych, efektu produkcyjnego, kosztów eksploatacyjnych w roku t ; WM_N - wartość nie zamortyzowanego majątku trwałego w N -tym roku (końcowa wartość majątku trwałego).

Następnie można wyznaczyć **zdyskontowaną wartość początkową kosztów eksploatacyjnych**:

$$K_{ed} = \frac{K_e}{r} \quad (7)$$

i zdyskontowaną wartość początkową efektów:

$$E_d = \frac{E}{r}. \quad (8)$$

Suma zdyskontowanej wartości nakładów i zdyskontowanej wartości kosztów eksploatacyjnych stanowi tzw. **zdyskontowaną wartość początkową nakładów i kosztów** - K_{rd} :

$$K_{rd} = K_n + K_{ed}. \quad (9)$$

Wyrażenie postaci:

$$K_d = E_d - K_{rd} \quad (10)$$

oznacza tzw. **wartość kapitałową zysku** (ang. **net cash flow**). Jest to więc różnica zdyskontowanych wpływów i wydatków.

Zysk roczny można określić ze wzoru:

$$Z = E - (K_n r + K_e). \quad (11)$$

Wielkość zysku odniesiona do efektu stanowi tzw. **wskaźnik rentowności** ε :

$$\varepsilon = \frac{E - (K_n r + K_e)}{E} = 1 - \frac{K_n r + K_e}{E}. \quad (12)$$

Ze wzoru wynika, że $\varepsilon < 1$.

Ponadto operuje się pojęciem **wskaźnika efektywności wewnętrznej** r_w :

$$r_w = \frac{E - K_e}{K_n}. \quad (13)$$

Ze wzoru wynika, że r_w jest stopą reprodukcji rozszerzonej, przy której:

$$K_n r_w = E - K_e, \quad (14)$$

a więc roczne wpływy równe są rocznym wydatkom. Stopie r_w odpowiada **wewnętrzna stopa procentowa** p_w , obliczana ze wzoru:

$$r_w = \frac{p_w (1 + p_w)^N}{(1 + p_w)^N - 1}. \quad (15)$$

Dla stopy o wartości p_w zachodzi:

$$K_d = E_d - (K_n + K_{ed}) = \frac{E}{r_w} - \left\{ \frac{E - K_e}{r_w} - \frac{K_e}{r_w} \right\} = 0, \quad (16)$$

czyli wartość kapitałowa zysku wynosi zero.

Można zatem wyodrębnić trzy postacie kryteriów badania efektywności wynikające z metody kosztów rocznych:

⇒ metoda kosztów rocznych w czystej postaci, kryterium stanowi **zysk roczny**:

$$Z = E - K_r = E - (K_n r + K_e); \quad (17)$$

⇒ metoda zdyskontowanej wartości początkowej różnicy wpływów i wydatków, kryterium stanowi **wartość kapitałowa zysku**:

$$K_d = E_d - K_e; \quad (18)$$

⇒ metoda efektywności wewnętrznej (wewnętrznej stopy procentowej), $p_w = f(r_w)$; wewnętrzną stopę wyznacza się ze wzoru (15); w metodzie tej jako kryterium efektywności używa się różnicy pomiędzy stopą procentową p_k , jaka występuje na rynku kapitałowym, a wewnętrzną stopą procentową; inwestycja jest rentowna, gdy $p_w > p_k$.

4. Obliczanie kosztów wytwarzania, przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej

Koszty wytwarzania energii elektrycznej mogą być obliczane jako:

- koszty własne wytwarzania,
- koszty kalkulowane wytwarzania.

Koszty kalkulowane wytwarzania energii elektrycznej są to koszty własne zwiększone o koszty obsługi nakładów inwestycyjnych zużytych na budowę elektrowni (koszty obsługi kapitału).

Zwykle oprocentowanie kapitału (akumulacja) i amortyzacja są ujmowane w łącznej stawce zależnej od stopy oprocentowania (dyskonta) kapitału i okresu amortyzacji elektrowni.

Całkowite kalkulowane koszty roczne wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach ciepłych można zapisać w postaci:

$$K_r = K_{rr} + K_{es} + K_{ez}, \quad [\text{zł/a}] \quad (19)$$

gdzie: K_{rr} - koszty kapitałowe (reprodukcji rozszerzonej), obejmujące amortyzację i koszty obsługi kapitału (akumulacji); K_{es} - koszty eksploatacyjne stałe, obejmujące: koszty remontów (kapitałowych i bieżących, do których zalicza się również konserwację urządzeń i remonty średnie), koszty osobowe i koszty ogólne; K_{ez} - koszty eksploatacyjne zmienne, obejmujące koszty paliwa (podstawowego i rozpalowego) i koszty „korzystania” ze środowiska.

Koszty K_{rr} i K_{es} stanowią tzw. **koszty stałe (koszty mocy)**, niezależne od ilości wyprodukowanej energii elektrycznej. Koszty K_{ez} są **kosztami zmiennymi (kosztami energii)**.

Jednostkowy, kalkulowany koszt wytwarzania energii elektrycznej netto jest określony zależnością:

$$k^j = \frac{K_r}{A_n} = \frac{K_{rr} + K_{es} + K_{ez}}{P_i T_i (1 - \varepsilon)}, \quad (20)$$

gdzie: A_n - roczna produkcja energii elektrycznej netto, kW·h/a; P_i - moc zainstalowana elektrowni, kW; T_i - roczny czas użytkowania (wykorzystania) mocy zainstalowanej, h/a; ε - wskaźnik zużycia na potrzeby własne.

Oznaczając:

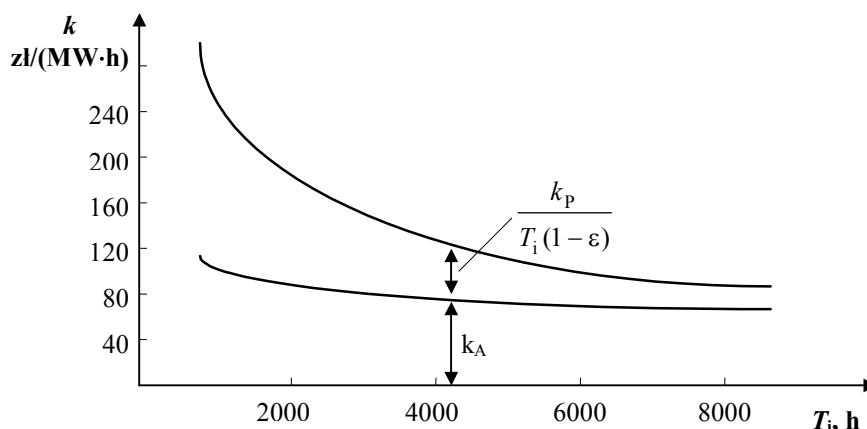
$$k_p = \frac{K_{rr} + K_{es}}{P_i}, \quad k_A = \frac{K_{ez}}{A_n}, \quad (21)$$

otrzymuje się ostatecznie:

$$k^j = \frac{k_p}{T_i (1 - \varepsilon)} + k_A, \quad (22)$$

gdzie: k_p - jednostkowy roczny koszt mocy zainstalowanej (wskaźnik kosztów stałych), zł/(kW·a); k_A - jednostkowy koszt zmienny (energii), zł/(kW·h).

Na rys. 3 przedstawiono zależność jednostkowego kosztu wytwarzania energii elektrycznej od czasu użytkowania mocy zainstalowanej w roku.



Rys. 3. Zależność jednostkowego kosztu wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni ciepłej od rocznego czasu użytkowania mocy zainstalowanej

Przy zmniejszającej się wartości T_i koszt zmienny (zależny od kosztu spalnego paliwa) zmienia się, początkowo nieznacznie a następnie bardziej. Przyrost k_A następuje wskutek częstych odstawień i rozruchów elektrowni pracujących po kilka godzin w ciągu doby lub wskutek pracy przy niepełnym obciążeniu.

W postaci rozwiniętej jednostkowy kalkulowany koszt wytwarzania energii elektrycznej ujmuje zależność:

$$k^j = \frac{ri + 1,4(a_k + a_b)i + 1,4k_0z \times 10^3}{T_i(1-\varepsilon)} + k_w b_w + k_r b_r + k_s \quad (23)$$

$$\text{przy czym: } r = p + a = p + \frac{p}{(1+p)^N - 1} = \frac{p(1+p)^N}{(1+p)^N - 1}, \quad (24)$$

gdzie: r - rata roczna (stopa) zwrotu nakładów kapitałowych - **capital recovery factor**, obejmująca amortyzację i akumulację (dawniej zwana ratą reprodukcji rozszerzonej), określona w przypadku tzw. amortyzacji oprocentowanej zależnością (24); p - stopa dyskontowa (stopa akumulacji); N - okres amortyzacji (czas „życia” obiektu), lat; a - odpis amortyzacyjny; a_k - odpis na remonty kapitalne; a_b - odpis na remonty bieżące; i - jednostkowe nakłady inwestycyjne na budowę elektrowni, zł/kW; k_0 - średnia roczna płaca personelu, zł/(os.×rok); z - wskaźnik zatrudnienia, os./MW; k_w - koszt paliwa podstawowego (węгля) loco elektrownia (wraz z transportem), zł/kJ; b_w - jednostkowe średnioroczne zużycie przez elektrownie energii chemicznej węгля, kJ/(kW·h); k_r - koszt paliwa rozpalowego (oleju opałowego) loco elektrownia, zł/kJ; b_r - jednostkowe średnioroczne zużycie przez elektrownie energii chemicznej oleju opałowego, kJ/(kW·h); k_s - koszty korzystania ze środowiska odniesione do 1 kW·h netto.

Jeśli jest znane tylko jednostkowe średnioroczne zużycie przez elektrownię energii chemicznej paliwa b :

$$b = b_w + b_r, \quad (25)$$

to można przyjąć, że:

- dla $T_i = 6500$ h/a - $b_w = 0,995b$,
- dla $T_i = 5000$ h/a - $b_w = 0,985b$.

Przyjęto, że koszty ogólne wynoszą 40% kosztów remontów i kosztów osobowych (mnożnik 1,4).

Koszty „korzystania” ze środowiska ustala się uwzględniając wszystkie elementy opłat za użytkowanie terenu i uciążliwość dla środowiska a wyliczoną wartość dzieli się przez wielkość produkcji energii elektrycznej netto.

Jednostkowy koszt własny wytwarzania energii elektrycznej określa wzór:

$$k_w^j = \frac{ai + 1,4(a_k + a_b)i + 1,4k_0z \times 10^3}{T_i(1-\varepsilon)} + k_w b_w + k_r b_r + k_s, \quad (26)$$

W przypadku elektrowni jądrowych pierwszy człon wzoru na kalkulowany koszt wytwarzania energii elektrycznej pozostaje bez zmian, drugi zaś przyjmuje postać:

$$k_A = \frac{k_{pj} \times 10^3}{24j\eta} + k_s, \quad (27)$$

gdzie: k_{pj} - jednostkowy koszt paliwa jądrowego z uwzględnieniem kosztu paliwa wyładowanego z reaktora i zamrożenia środków w paliwie jądrowym, zł/kg; j - średnie wypalenie paliwa jądrowego, MW·d/kg; η - średnia sprawność EJ; k_s - jak poprzednio.

Do porównań pod względem ekonomicznym różnych rodzajów elektrowni (technologii wytwarzania) można wykorzystać jedynie koszty kalkulowane wytwarzania, gdyż obejmują one wszystkie elementy kosztów. Należy przy tym dokonać sprowadzenia nakładów inwestycyjnych, kosztów i efektów produkcyjnych do wartości porównywalnych za pomocą rachunku dyskonta. Powszechnie jest tu stosowana metodyka, opracowana w końcu lat 70-tych przez UNIPED, a następnie przyjęta przez Unię Europejską i inne kraje, według której wyznacza się **zdyskontowany jednostkowy koszt wytwarzania** jako stosunek całkowitych zdyskontowanych kosztów budowy i eksploatacji elektrowni w okresie ich „życia” (nakłady inwestycyjne + koszty utrzymania i remontów + koszty paliw) do zdyskontowanej ilości wyprodukowanej w tym okresie energii elektrycznej:

$$k^j = \frac{I_{[0]} + \sum_{t=1}^N \frac{KU_t + A_t k_{pt}}{(1+p)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{P_t T_t}{(1+p)^t}} \quad (28)$$

gdzie: $I_{[0]}$ - nakłady inwestycyjne z uwzględnieniem zamrożenia w okresie budowy elektrowni, N - okres „życia” elektrowni, KU_t - koszty utrzymania i remontów w roku t , A_t - ilość energii elektrycznej wyprodukowanej w roku t ($A_t = P_t T_t$), k_{pt} - koszt paliwa zużytego na wytworzenie jednostki energii, p - stopa dyskonta, P_t - moc zainstalowana elektrowni w roku t , T_t - czas wykorzystania mocy zainstalowanej w roku t .

Przy założeniu stałej mocy zainstalowanej, $P_t = \text{const.} = P$, i oznaczeniu:

$$\sum_{t=1}^N \frac{P_t T_t}{(1+p)^t} = P \sum_{t=1}^N \frac{T_t}{(1+p)^t} = P T_i \quad (29)$$

otrzymuje się

$$k^j = \frac{I_{[0]} + \sum_{t=1}^N \frac{KU_t + A_t k_{pt}}{(1+p)^t}}{P T_i} \quad (30)$$

gdzie: T_i - sumaryczny zdyskontowany czas wykorzystania mocy zainstalowanej.

Obliczony z zależności (28) lub (30) koszt wytwarzania jest wyrażony w kategoriach bieżących (present value) ale uwzględnia wartości z całego okresu „życia” obiektu. Obliczenia są prowadzone w pieniądzu stałym, dzięki czemu unika się konieczności oceny przyszłej stopy inflacji. Ilość wyprodukowanej energii elektrycznej jest brana do obliczeń jako wartość netto – energii wprowadzonej do systemu elektroenergetycznego (po uwzględnieniu zużycia na potrzeby własne elektrowni).

Koszty przesyłu i rozdziału energii elektrycznej również można podzielić na koszty stałe i zmienne:

$$K = K_s + K_{zm} = r I_{[0]} + K_{em} + K_{ee}, \quad (31)$$

gdzie: $I_{[0]}$ - zdyskontowane nakłady inwestycyjne (sprowadzone do umownego roku zerowego) na rozpatrywany obiekt, zł; K_{em} - roczne koszty eksploatacyjne stałe (mocy), proporcjonalne do kosztów budowy (nakładów inwestycyjnych), obejmujące koszty remontów, utrzymania, obsługi i administracji; K_{ee} - roczne koszty eksploatacyjne zmienne zależne od ilości przesyłanej lub rozdzielanej mocy i energii, zwykle określane jako koszty strat mocy i energii:

$$K_{ee} = K_{\Delta P} + K_{\Delta A} = (k_p + f 8760 k_A) \Delta P_j + (\delta_s k_p + \tau k_A) \Delta P_{obc,s}, \quad (32)$$

gdzie: k_p - wskaźnik kosztów stałych (mocy) energii wprowadzonej do sieci, w której znajduje się rozpatrywany obiekt; k_A - wskaźnik kosztów zmiennych (energii); δ_s - współczynnik udziału obciążenia obiektu w szczycie obciążenia systemu ($\delta_s = P_s' / P_s \leq 1$, P_s' - obciążenie obiektu występujące w czasie szczytowego obciążenia systemu, P_s - obciążenie szczytowe obiektu, które może występować w innym czasie niż obciążenie szczytowe systemu); τ - czas użytkowania (wykorzystania) maksymalnych strat, f - stopień zatrudnienia obiektu (≤ 1); ΔP_j - straty mocy czynnej w stanie jałowym; $\Delta P_{obc,s}$ - straty mocy czynnej przy obciążeniu szczytowym.

Koszty eksploatacyjne stałe można wyrazić jako iloczyn nakładów inwestycyjnych $I_{[0]}$ i stopy (współczynnika) rocznych stałych kosztów eksploatacyjnych r_{ce} , a zatem:

$$K = (r + r_{ce}) I_{[0]} + K_{ee}, \quad (33)$$

Współczynnik r_{ce} wyraża wszystkie stałe składniki kosztu eksploatacyjnego obiektu służącego przesyłaniu i (lub) rozdziałowi energii. Przykładowe wartości r_{ce} wynoszą:

- 0,075÷0,08 - dla elektrowni ciepłych,
- 0,025÷0,03 - dla elektrowni wodnych,
- 0,05÷0,06 - dla stacji i linii elektroenergetycznych.

Zadania do wykonania:

Zadanie 1.

Obliczyć zdyskontowane jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach: węglowej, jądrowej i gazowo-parowej. Ich podstawowe dane zestawiono w tablicy 2.

Tablica 2

Podstawowe dane elektrowni

Parametr	Jednostka	Rodzaj elektrowni		
		Węglowa	Jądrowa	Gazowo-parowa
Nakłady inwestycyjne (bez zamrożenia)	USD/kW	1300	1800	700
Okres budowy	lata	5	7	3
Okres „życia” elektrowni	lata	30	30	25
Stopa dyskonta	-	0,1	0,1	0,1
Koszty utrzymania i remontów	USD/(kW·a)	50	60	25
Jednostkowe zużycie energii pierwotnej	kJ/(kW·h)	9500	10900	7200
Koszty paliwa (energii pierwotnej)	USD/GJ	2,04	0,6	4,03
Czas wykorzystania mocy zainstalowanej: w pierwszym roku	h/a	5000	5000	5000
w dalszych latach		6500	6500	6500

Obliczenia:

Nakłady inwestycyjne z uwzględnieniem zamrożenia w okresie budowy elektrowni $I_{[0]}$ oblicza się z zależności:

$$I_{[0]} = \sum_{t=1}^{t=-(b-1)} I_t (1+p)^{-t}$$

gdzie: b - okres budowy, lat; I_t - nakłady inwestycyjne w roku t (nominalne).

Przy założeniu równomiernego rozkładu nakładów na poszczególne lata budowy mamy zatem:

- dla elektrowni węglowej

$$I_{[0]} = ? \text{ USD/kW}$$

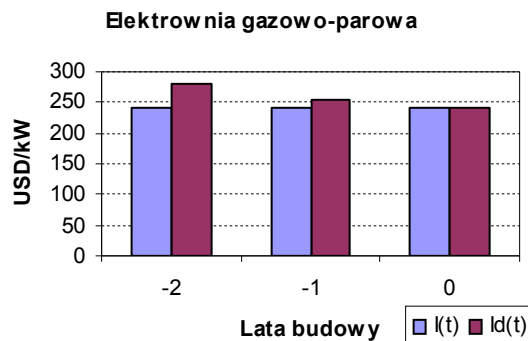
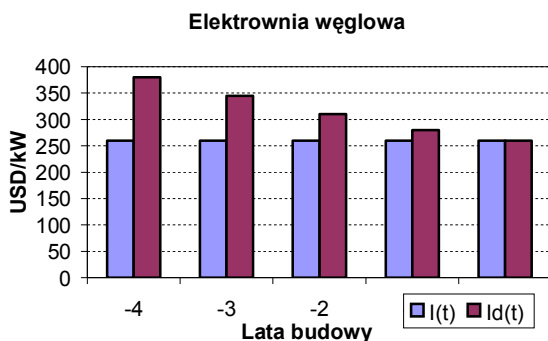
- dla elektrowni jądrowej

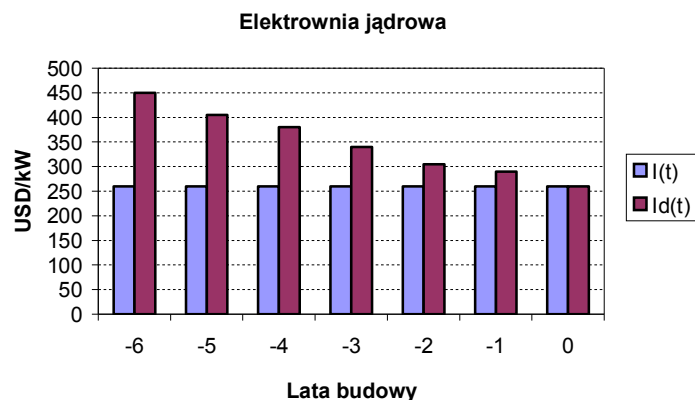
$$I_{[0]} = ? \text{ USD/kW}$$

- dla elektrowni gazowo-parowej

$$I_{[0]} = ? \text{ USD/kW}$$

Wpływ długości okresu budowy na nakłady inwestycyjne z uwzględnieniem zamrożenia zilustrowano na rys. 5.





Rys. 5. Wartości nominalne i zdyskontowane nakładów inwestycyjnych: $I(t)$ – nakłady inwestycyjne nominalne w roku t , $Id(t)$ – nakłady inwestycyjne w roku t po zdyskontowaniu na rok „0”

Koszty paliwa występujące we wzorze (28) oblicza się dla mocy jednostkowej 1 kW z zależności:

$$A_t k_{pt} = P_t T_t k_{pt} = T_t b k_b \times 10^{-6}$$

gdzie: b - jednostkowe zużycie energii pierwotnej [kJ/(kW·h)], k_b - koszt energii pierwotnej w paliwie [USD/GJ].

Dla $T_t = 6500$ h/a otrzymuje się zatem:

- dla elektrowni węglowej

$$A_t k_{pt} = 1 \text{ kW} \cdot 6500 \text{ h/a} \cdot 9500 \text{ kJ/(kW·h)} \cdot 2,04 \text{ USD/GJ} \cdot 10^{-6} = ? \text{ USD/a}$$

- dla elektrowni jądrowej

$$A_t k_{pt} = 1 \text{ kW} \cdot 6500 \text{ h/a} \cdot 10900 \text{ kJ/(kW·h)} \cdot 0,6 \text{ USD/GJ} \cdot 10^{-6} = ? \text{ USD/a}$$

- dla elektrowni gazowo-parowej

$$A_t k_{pt} = 1 \text{ kW} \cdot 6500 \text{ h/a} \cdot 7200 \text{ kJ/(kW·h)} \cdot 4,03 \text{ USD/GJ} \cdot 10^{-6} = ? \text{ USD/a}$$

Ostateczne wyniki obliczeń kosztów wytwarzania zestawiono w tablicy 3.

Tablica 3

Koszty wytwarzania energii elektrycznej, $U_{sc}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ i %

Rodzaj elektrowni	Stopa dyskonta	Koszt Łączny	Składowe kosztu		
			Inwestycje	Utrzymanie i remonty	Paliwo
Węglowa	10%	? (%)	? (%)	? (%)	? (%)
Jądrowa	10%	? (%)	? (%)	? (%)	? (%)
Gazowo-parowa	10%	? (%)	? (%)	? (%)	? (%)

Najtańszą technologią wytwarzania energii elektrycznej okazała się ? a najdroższą ?. Najwyższy udział w jednostkowym zdyskontowanym koszcie wytwarzania w elektrowni ? mają koszty ? a w elektrowni ? - koszty ?.

Zadanie 2.

Zbadać zależność jednostkowych kosztów przesyłania energii elektrycznej linią elektroenergetyczną od wielkości jej obciążenia szczytowego S_s [MV·A]. Analizę należy wykonać dla następujących wariantów linii przesyłowych:

- 110 kV; $l = 150$ km; AFL-6, 240 mm²; koszt jednostkowy budowy linii $k_{110} = 2,5 \cdot 10^5$ zł/km; jednostkowe koszty strat mocy i energii $k_p = 150$ zł/(kW·a), $k_A = 0,2$ zł/(kW·h); jednostkowe straty jałowe mocy czynnej $\Delta p_{j,110} = 1$ kW/km;
- 220 kV; $l = 200$ km; AFL-8, 525 mm² (wiązka jedno przewodowa); $k_{220} = 3,5 \cdot 10^5$ zł/km; $k_p = 120$ zł/(kW·a), $k_A = 0,15$ zł/(kW·h); $\Delta p_{j,220} = 2$ kW/km;
- 400 kV; $l = 300$ km; AFL-8, 525 mm² (wiązka dwuprzewodowa); $k_{400} = 5,2 \cdot 10^5$ zł/km; $k_p = 100$ zł/(kW·a), $k_A = 0,1$ zł/(kW·h); $\Delta p_{j,400} = 3$ kW/km.

Pozostałe dane:

- stopa oprocentowania (dyskonta) $p = 10\%$;
- czas eksploatacji linii 30 lat;
- odpis na koszty eksploatacyjne stałe $r_{ce} = 6\%$;
- konduktywność materiału przewodowego $\gamma = 35 \text{ m}/(\Omega \cdot \text{mm}^2)$;
- współczynnik udziału analizowanej linii w szczycie obciążenia systemu $\delta_s = 1$;
- czas użytkowania (wykorzystania) obciążenia szczytowego $T_s = 6000 \text{ h/a}$.

Obliczenia:

Posłużymy się następującą zależnością na roczny koszt przesyłania energii:

$$K = (r + r_{ce}) I_{[0]} + K_{ee} = (r + r_{ce}) I_{[0]} + (k_p + f 8760 k_A) \Delta P_j + (\delta_s k_p + \tau k_A) \Delta P_{obc,s} =$$

$$= (r + r_{ce}) k_U l + (k_p + 8760 k_A) \Delta P_j + (\delta_s k_p + \tau k_A) \Delta P_{obc,s}$$

$$\Delta P_j = \Delta p_j l$$

przy czym:

$$\Delta P_{obc,s} = \frac{S_s^2}{U^2} \cdot \frac{l}{\gamma \cdot s}$$

Jednostkowy koszt przesyłu wyznaczamy z zależności:

$$k = \frac{K}{A_s} = \frac{K}{S_s T_s} = k_{st} + k_{zm} = \frac{[(r + r_{ce}) k_U + (k_p + 8760 k_A) \Delta p_j] \cdot l}{S_s T_s} + \frac{(\delta_s k_p + \tau k_A) S_s}{U^2 T_s} \cdot \frac{l}{\gamma \cdot s}$$

Dla $p = 10\%$ i $N = 30$ lat obliczamy:

$$r = \frac{0,1(1 + 0,1)^{30}}{(1 + 0,1)^{30} - 1} = ?$$

Czas τ wyznaczamy z zależności:

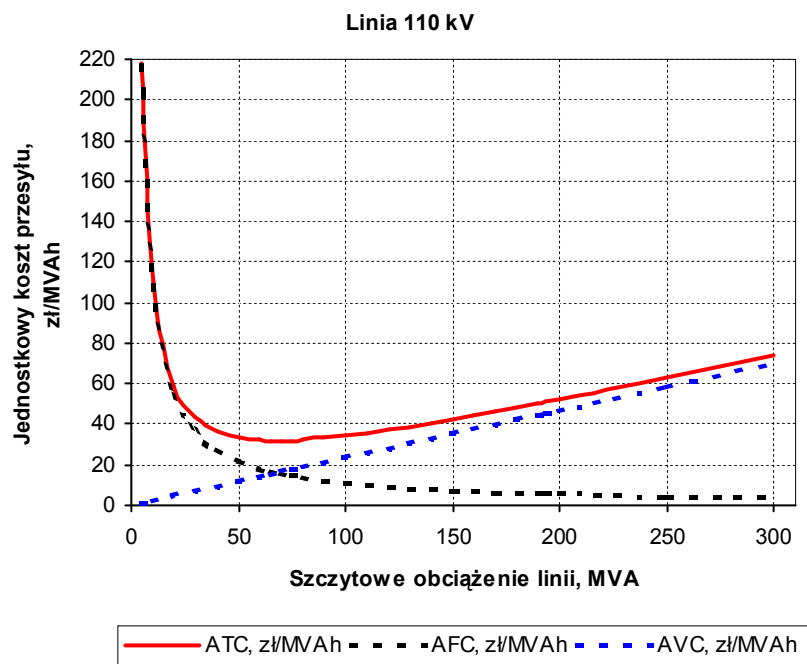
$$\tau \approx \frac{2}{3} T_s ; \text{ dla } T_s = 6000 \text{ h/a, } \tau = ? \text{ h/a}$$

Wyniki dla linii 110 kV zestawiono w tablicy 4 i zilustrowano na rys. 6, natomiast dla linii 220 kV i 400 kV zestawiono w tablicy ? i zilustrowano na rys. ?.

Tablica 4

Koszty przesyłania energii elektrycznej linią 110 kV

$S_s, \text{ MV} \cdot \text{A}$	$A_s, \text{ MV} \cdot \text{A} \cdot \text{h}$	$K, \text{ zł}$	$\text{ATC, zł}/(\text{MV} \cdot \text{A} \cdot \text{h})$	$\text{AFC, zł}/(\text{MV} \cdot \text{A} \cdot \text{h})$	$\text{AVC, zł}/(\text{MV} \cdot \text{A} \cdot \text{h})$
5					
10					
...					
250					
300					



Rys. 6. Jednostkowe koszty przesyłania energii elektrycznej linią 110 kV

Literatura uzupełniająca:

1. Paska J.: *Ekonomika w elektroenergetyce*. Oficyna Wydawnicza PW. Warszawa 2007.
2. Laudyn D.: *Rachunek ekonomiczny w elektroenergetyce*. Oficyna Wydawnicza PW. Warszawa 1999.