

WYDZIAŁ ELEKTRYCZNY POLITECHNIKI WARSZAWSKIEJ  
INSTYTUT ELEKTROENERGETYKI  
ZAKŁAD ELEKTROWNI I GOSPODARKI  
ELEKTROENERGETYCZNEJ

**LABORATORIUM**  
**RACHUNEK EKONOMICZNY W ELEKTROENERGETYCE**

INSTRUKCJA DO ĆWICZENIA 6

Ocena ryzyka projektu elektrowni na etapie studium  
wykonalności

Opracował : dr inż. E. Tomaszewicz

WARSZAWA 2012 r.

## 1. CEL I ZAKRES ĆWICZENIA

W gospodarce rynkowej zwykle to kryterium ekonomiczne (najczęściej kryterium maksymalizacji zysku) decyduje, który, spośród wielu możliwych poprawnych technicznie wariantów, zostanie wybrany do realizacji. Wobec niepewności dotyczących oszacowań jak w odległej przyszłości będą kształtować się techniczne warunki funkcjonowania obiektu, ceny, koszty i zyski - na wstępnym etapie podejmowania decyzji inwestycyjnych preferowane są tzw. proste metody analiz ekonomicznych, umożliwiające nie tylko szybkie i łatwe znalezienie rozwiązania, ale także zbadanie wpływu poszczególnych (niepewnych) wielkości wejściowych na wyniki końcowe.

Celem ćwiczenia jest poznanie:

- Metody analizy progu rentowności (nazywanej również analizą punktu krytycznego – *BEP – break even point*) jako jednego z narzędzi badania wpływu czynników techniczno – ekonomicznych i finansowych na wynik oceny projektu inwestycji;
- Analizy wrażliwości jako metody do określenia granicznego poziomu wartości parametrów gwarantujących osiągnięcie progu rentowności.

Zakres ćwiczenia obejmuje:

- Obliczenia i analizy opłacalności budowy lokalnej elektrociepłowni o określonych projektowych założeniach techniczno – ekonomicznych;
- Badania ilościowe wpływu czynników techniczno-ekonomicznych na wynik opłacalności budowy elektrociepłowni;
- Sformułowanie uwag, spostrzeżeń i wniosków końcowych z przeprowadzonych analiz.

## 2. WPROWADZENIE

We wstępnych analizach ekonomicznych, gdy dysponujemy danymi bardzo ogólnymi, mało szczegółowymi, dla odrzucenia wariantów inwestycyjnych niesprawnych i potencjalnie najmniej sprawnych, zwykle wystarczają tzw. metody proste. Jedną z takich metod jest metoda analizy progu rentowności (nazywana również analizą punktu krytycznego – *BEP – break even point*).

W klasycznym sformułowaniu - *BEP* - to poziom produkcji (tzw. ilościowy punkt/próg krytyczny), przy którym następuje zrównanie przychodu ze sprzedaży z całkowitymi kosztami. Jest to minimalna wielkość produkcji, jaką musi osiągnąć przedsiębiorstwo, aby nie

ponosić straty. Jeżeli przedsiębiorstwo wyprodukuje i sprzeda więcej (ponad punkt krytyczny) to osiąga zysk, natomiast przy poziomie niższym (poniżej punktu krytycznego) – poniesie stratę.

Analizę progu rentowności prowadzi się na bardzo wstępnym etapie rozważań przyjmując istotne założenia upraszczające. Zakłada się że: roczna wielkość produkcji, roczne koszty stałe dotyczące całej produkcji, jednostkowa cena sprzedaży i jednostkowy koszt zmienny - są stałe w całym okresie funkcjonowania obiektu.

Istotą analizy progu rentowności jest wskazanie, co stanie się z wynikami finansowymi, jeśli poziom produkcji, koszty własne i ceny sprzedaży ulegną zmianie. Wiedza o relacji koszty – produkcja – zysk jest niezbędna decydentom do ustalenia krytycznych parametrów produkcji. **Analiza wrażliwości służy do określenia granicznego poziomu czynników**, czyli takiego, który przy planowanej wielkości produkcji sprzedanej i określonym poziomie innych czynników zagwarantuje osiągnięcie jedynie progu rentowności. Badanie powinno dotyczyć zwłaszcza jednostkowej ceny sprzedaży i jednostkowych kosztów zmiennych jako najbardziej podatnych na ewentualne zmiany. Znając graniczne poziomy jednostkowej ceny sprzedaży i jednostkowych kosztów można również określić tzw. margines bezpieczeństwa inwestycji ze względu na zmiany odpowiednio: jednostkowej ceny sprzedaży i jednostkowych kosztów zmiennych.

### 3. SFORMUŁOWANIE ZADANIA OBLICZENIOWEGO

Rozważa się opłacalność zastąpienia kotła w małej lokalnej kotłowni opalanej sieciowym gazem ziemnym przez kogeneracyjny zespół tłokowy o znamionowej mocy elektrycznej  $P_i$ , znamionowej mocy cieplnej  $Q_i$  i jednostkowym zużyciu paliwa  $b_p$ . Należy sprawdzić czy przychody za sprzedaną energię elektryczną i sprzedaną energię ciepłą, wytworzone w zespole kogeneracyjnym, uzasadniają poniesienie nakładów związanych z zainstalowaniem tego zespołu kogeneracyjnego, przy wstępnym założeniu, że zespół produkował będzie tylko tyle energii cieplnej ile wcześniej produkował kocioł.

Najbardziej efektywna jest praca zespołu kogeneracyjnego w pełnym skojarzeniu produkcji energii elektrycznej i cieplnej, polegająca na całkowitym i użytecznym wykorzystaniu (zwykle na cele grzewcze) ciepła pochodzącego z układu chłodzenia silnika i ze spalin (moc cieplna  $Q_i$ , energia cieplna  $Q_r$ ) podczas wytwarzania mocy elektrycznej  $P_i$  (energii elektrycznej  $E_{el}$ ). Praca taka jest możliwa w ciągu roku tylko przez czas  $T_g$ , wynikający z rocznego uporządkowanego wykresu zapotrzebowania ciepła. Wykres zapotrzebowania ciepła na cele grzewcze wyznacza się na podstawie danych statystycznych istniejącej

ciepłowni lub na podstawie stuletniej statystyki rozkładu temperatur powietrza zewnętrznego. (Należy jednak pamiętać, że np. w Warszawie, w III strefie klimatycznej, różnice pomiędzy czasem trwania najdłuższego i najkrótszego sezonu grzewczego wyniosły 200 h/a w ostatnim dwudziestolecu). Lecz jeśli uda się pozyskać odbiorcę użytkującego energię ciepłą poza sezonem grzewczym – do celów technologicznych w fabryce, do podgrzewania wody w basenach kąpielowych, do przygotowywania ciepłej wody użytkowej w dużych osiedlach mieszkaniowych lub szpitalach, itd. – to wtedy czas użytkowania mocy cieplnej zespołu kogeneracyjnego można znacznie wydłużyć.

Jeśli zbudujemy układ umożliwiający, tak jak w samochodach, wyrzucanie do atmosfery ciepła chłodzenia silnika i ciepła spalin, to będzie możliwe wydłużenie rocznego czasu wytwarzania mocy elektrycznej  $T_{el}$ . Zespół może wtedy być traktowany jako niezależne rezerwowe źródło energii elektrycznej. Może to być bardzo ważne gdy sieć elektroenergetyczna zasilająca zakład jest słaba, a koszty strat ponoszonych przez zakład z tytułu przerw w dostawie energii elektrycznej są bardzo wysokie. Maksymalnie roczny czas wykorzystania znamionowej mocy elektrycznej zespołu kogeneracyjnego można wydłużyć do  $T_{el} = 8760 \cdot d_{el} \cdot k_r$ ; gdzie: 8760 – to liczba godzin w roku,  $d_{el}$  – współczynnik dyspozycyjności (gdyby  $d_{el}=1$  to nie byłoby serwisowych przerw w pracy zespołu typu – wymiana oleju smarowego, sprawdzenie łożysk, sprzęgieł, itd.),  $k_r$  – współczynnik regulacyjności (gdyby  $k_r=1$  to zespół przez cały rok pracowałby ze stałą mocą równą mocy nominalnej  $P_{el}=P_i$ ). Oczywiście w okresie czasu  $(T_{el} - T_g)$  zespół kogeneracyjny nie pracuje już w skojarzeniu – wytwarzane ciepło jest bezużytecznie wyrzucane do atmosfery. Oznacza to obniżenie średniorocznej sprawności wykorzystania energii pierwotnej paliwa.

#### 4. OBLICZENIA I ANALIZY

- Roczna produkcja energii cieplnej:  $Q_r = Q_i \cdot T_g$ ;  
gdzie:  $Q_i$  – znamionowa moc cieplna zespołu kogeneracyjnego,  
 $T_g$  – zastępczy roczny czas wykorzystania mocy  $Q_i$ ,
- Roczna produkcja energii elektrycznej:  $E_r = P_i \cdot T_{el}$ ;  
gdzie:  $P_i$  - znamionowa moc elektryczna zespołu kogeneracyjnego,  
 $T_{el}$  - zastępczy roczny czas wykorzystania mocy  $P_i$ ,
- Roczne przychody ze sprzedaży wytworzonych energii elektrycznej i cieplnej:  
 $K_p = c_{el} \cdot E_r + c_c \cdot Q_r$ ;  
gdzie:  $c_{el}$  – cena sprzedaży energii elektrycznej,  
 $c_c$  – cena sprzedaży energii cieplnej,

- Roczne koszty umownie stałe (zależne od mocy zainstalowanej) obejmują koszty kapitałowe (koszty amortyzacji oraz zwrotu kapitału) i pozostałe koszty stałe:  

$$K_S = (a_k + a_{ps}) \cdot K_i = (a_k + a_{ps}) \cdot k_P \cdot P_i;$$
gdzie:  $a_k$  – stopa amortyzacji powiększona o oprocentowanie kapitału,  
 $a_{ps}$  – stopa odpisów na utrzymanie, remonty, podatki...,  
 $K_i$  – nakłady inwestycyjne poniesione na budowę elektrociepłowni (wartość początkowa środków trwałych i obrotowych, koszty finansowe budowy);  
 $k_P$  – jednostkowe nakłady inwestycyjne (łącznie z przyłączem gazu),
- Roczne koszty umownie zmienne (w zespołach kogeneracyjnych zależne od ilości wytworzonej energii elektrycznej) obejmujące koszty paliw i energii oraz utrzymania funkcjonowania:  $K_Z = c_p \cdot b_p \cdot E_r;$   
gdzie:  $c_p$  – jednostkowa cena paliwa z uwzględnieniem transportu;  
 $b_p$  – zużycie energii chemicznej paliwa na wytworzenie jednostki energii elektrycznej;
- Całkowity koszt roczny wytwarzania z uwzględnieniem oprocentowania kapitału wynosi:  $K_r = K_S + K_Z;$
- Poszukiwany próg rentowności rozpatrywanej elektrociepłowni  $BEP_Q$  - to taka wartość produkcji energii cieplnej w ciągu roku  $Q_r$ , przy której roczne przychody  $K_p$  ze sprzedaży wytwarzanych produktów (energii cieplnej  $Q_r$  i energii elektrycznej  $E_r$ ) zrównają się z całkowitymi rocznymi kosztami ich wytwarzania  $K$ , czyli  $K_p = K_r$  czyli  $K_p = K_S + K_Z$  czyli  $c_{el} \cdot E_r + c_c \cdot Q_r = K_S + c_p \cdot b_p \cdot E_r$  a stąd

$$BEP_Q = [K_S + c_p \cdot b_p \cdot E_r - c_{el} \cdot E_r] / c_c; \quad (***)$$

Jeżeli wyliczona wartość  $BEP_Q$  jest mniejsza od wartości rocznej produkcji energii cieplnej rozważanego zespołu kogeneracyjnego  $Q_r = Q_i \cdot T_g$ , dla założonych wartości przyszłych kosztów i cen, to inwestycję należy uznać za sprawną.

**Niepewność dotyczy wielkości produkcji oraz przyszłych cen.** Obliczając  $BEP_Q$  przyjęto uśrednione i stałe w całym okresie eksploatacji ceny sprzedaży energii elektrycznej  $c_{el}$  i cieplnej  $c_c$  (z szacowanymi przedziałami zmienności  $c_{el1} - c_{el2}$  oraz  $c_{c1} - c_{c2}$ ) oraz uśrednioną i stałą w całym okresie eksploatacji cenę zakupu paliwa  $c_p$  (z szacowanym przedziałem zmienności  $c_{p1} - c_{p2}$ ).

W praktyce: wartości  $Q_i$ ,  $P_i(Q_i)$  i  $T_g$  wynikają z rocznego uporządkowanego wykresu zapotrzebowania ciepła zasilanego obiektu (obiektów); cenę energii elektrycznej określa

system elektroenergetyczny (zgodnie z zasadą TPA); natomiast cena sprzedaży energii cieplnej nie może być wyższa niż oferuje lokalny konkurencyjny dostawca. Cena paliwa loco EC może decydować o sprawności ekonomicznej całej inwestycji. Przy dużej, stałej w ciągu całego roku, ilości pobieranego gazu, dostawca może być skłony negocjować cenę. W takiej sytuacji jest sens wyznaczyć progową cenę paliwa oraz progowe wartości pozostałych cen – wyznaczyć zakresy negocjacji.

W analizie wrażliwości określa się graniczne poziomy czynników (wartości progowe), czyli takie, które przy planowanej wielkości produkcji sprzedanej i określonym poziomie innych czynników, zagwarantują osiągnięcie jedynie progu rentowności.

Np. graniczny poziom ceny zakupu paliwa (progową cenę paliwa loco EC), przy ustalonych cenach  $c_{el}$  i  $c_c$ , można określić z zależności (\*\*\*) po podstawieniu za  $BEP_Q$  wartości  $Q_r$ :

$$c_{ppr} = [Q_r \cdot c_c - K_s + E_r \cdot c_{el}] / (E_r \cdot b_p);$$

W analogiczny sposób można/należy wyznaczyć progowe ceny  $c_{elpr}$  i  $c_{cpr}$ .

Zwykle określa się również tzw. **marginesy bezpieczeństwa** danego przedsięwzięcia (marginesy stabilności przyjętego rozwiązania) z uwagi na zmiany poszczególnych czynników, zgodnie z zależnością:

$$Mb_c = \frac{c - c_g}{c} \cdot 100, \%$$

gdzie, np. przy obliczaniu marginesu bezpieczeństwa ze względu na zmianę jednostkowej ceny zakupu paliwa  $Mb_{cp}$  – w miejsce symbolu  $c$  podstawiamy  $c_p$ , a zamiast  $c_g$  –  $c_{ppr}$ , itd.

Im marginesy bezpieczeństwa są szersze tym stabilność rozwiązania, rozumiana jako odporność na zmiany poszczególnych czynników, będzie większa.

Ponadto, w rzeczywistości bardzo rzadko zdarza się by inwestycje energetyczne były realizowane całkowicie z funduszy własnych. Zwykle są to kredyty (w wysokości nawet do 85% początkowej wartości inwestycji), – których źle zaplanowane wysokości i strategie spłat prowadzą do tzw. utraty płynności finansowej (roczne wpływy nie równoważą rocznych spłat) i bankructwa. Między innymi, dlatego już na etapie obliczania  $BEP$  tak ważnym jest określenie marginesów stabilności podjętej decyzji.

## 5. PRZEBIEG CWICZENIA

Dla podanego zestawu danych (jak w Cw5) należy, wykorzystując arkusz kalkulacyjny Microsoft Excel, obliczyć próg rentowności inwestycji oraz marginesy dopuszczalnych

odchylen wartości zmiennych niepewnych, przy których podjęta decyzja będzie nadal sprawna. Uzyskane rezultaty należy przeanalizować i sformułować wnioski końcowe.

## 6. PYTANIA KONTROLNE

- a) Co to jest „próg rentowności” (nazywany również „punktem krytycznym”) **BEP**?
- b) Na jakim etapie planowania inwestycji i dlaczego bywa stosowana analiza progu rentowności?
- c) Jaką wartość powinien mieć **BEP** aby inwestycję można było uznać za sprawną?
- d) Dlaczego przeprowadza się „analizy wrażliwości”?
- e) Co to jest „wartość graniczna” („wartość progowa”) czynnika?
- f) Na czym polega kogeneracja (skojarzone wytwarzanie)?
- g) Dlaczego wyznacza się tzw. marginesy bezpieczeństwa (marginesy stabilności) dla przyjętego rozwiązania?
- h) O czym świadczy szeroki margines bezpieczeństwa dla danego czynnika/parametru w przyjętym rozwiązaniu?