

EFEKTYWNOŚĆ ENERGETYCZNA JAKO WAŻNY ZASÓB ENERGETYCZNY - PORÓWNANIE Z WYBRANYMI ŹRÓDŁAMI ENERGII

Autor: Waldemar Jędral

(„Rynek Energii” – sierpień 2011)

Słowa kluczowe: efektywność energetyczna, źródła energii

Streszczenie. W artykule zestawiono efekty energetyczne i ekonomiczne różnorodnych zabiegów modernizacyjnych dotyczących pomp i instalacji pompowych, zmniejszających energochłonność pompowania w różnych gałęziach gospodarki. Dla każdego z nich wyznaczono jednostkowy koszt (zł/kW) uniknięcia budowy nowego źródła energii wskutek wykorzystania zasobu energetycznego, jakim jest efektywność energetyczna transportu cieczy. Pokazano, że nawet wysokonakładowe modernizacje są dwukrotnie tańsze od najtańszego źródła energii, jakim jest elektrownia gazowa, a ponadto ich wykorzystanie nie pociąga za sobą kosztów obsługi, paliwa i wielu innych kosztów. Są to ponadto działania o krótkim okresie zwrotu nakładów, zaś ich dodatkowym skutkiem jest tanie i szybkie obniżenie emisji CO₂. Zasugerowano też, aby porównując koszty budowy nowych źródeł energii uwzględniać ich produktywność, wyznaczając koszt ekwiwalentny odniesiony do ciągłej pracy źródła w ciągu roku, tj. 8760 h. Okazuje się, że z porównywanych źródeł najdroższe inwestycyjnie są wówczas nie elektrownie jądrowe, lecz elektrownie wiatrowe produkujące tę samą ilość energii w ciągu roku.

1. WPROWADZENIE

Kolejne regulacje Unii Europejskiej oraz deklaracje polityków i ważnych gremiów międzynarodowych stawiają przed Polską coraz trudniejsze zadania w zakresie obniżania emisji CO₂ i zwiększania udziału źródeł odnawialnych w produkcji energii elektrycznej i ciepła. Równocześnie, po katastrofalnej awarii elektrowni Fukushima, nasiliły się ataki przeciwników energetyki jądrowej na projekt budowy elektrowni jądrowych (EJ) w Polsce. Od kilku lat wzmożli też swoją działalność propagandową i praktyczną zwolennicy elektrowni wiatrowych oraz innych źródeł energii, zwłaszcza wykorzystujących biomasę i biogaz. Charakterystyczne jest, że podkreślając wysokie koszty budowy EJ unikają oni podawania realnych kosztów inwestycyjnych i społecznych obiektów energetycznych porównywalnej wielkości, opartych na źródłach odnawialnych.

Wśród zwolenników różnych wersji rozwoju energetyki w Polsce wciąż jednak nie może jeszcze uzyskać należnej rangi bardzo ważny zasób energetyczny, jakim jest potencjał wzrostu efektywności energetycznej różnorodnych procesów produkcyjnych i eksploatacyjnych w gospodarce. Rozsądne i szybkie wykorzystanie tego zasobu może pozwolić na wyłączenie z eksploatacji najstarszych, najbardziej przestarzałych i niskosprawnych bloków energetycznych, dając równocześnie czas na budowę nowych elektrowni o wysokich sprawnościach. Pozwoli także na wydatne zmniejszenie emisji CO₂, co – pomijając bardzo wątpliwy seans walki z globalnym ociepleniem – przyczyni się do obniżenia lub nawet wyeliminowania opłat za emisje ponadlimitowe. Nie bez znaczenia jest też fakt, że obniżając globalne zużycie energii lub umożliwiając zero-energetyczny wzrost gospodarczy, wykorzystanie potencjału efektywności energetycznej przyczyni się do wzrostu procentowego udziału energii ze źródeł odnawialnych w całości jej produkcji i tym samym – do łatwiejszego wypełnienia zobowiązania 3 x 20% do roku 2020.

2. ISTOTA EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ I JEJ ZALET JAKO ZASOBU ENERGETYCZNEGO

Efektywność energetyczną dowolnego procesu można najprościej zdefiniować jako

$$E_e = \frac{E}{W}, \quad (1)$$

gdzie: E – efekt, tj. wymierny wynik danego procesu, np. ilość wyprodukowanego cementu, W – wkład, tj. ilość energii (elektrycznej, ciepła lub ton paliwa umownego) zużytej do osiągnięcia efektu E .

W ten sposób można m.in. określić efektywność energetyczną gospodarki; wówczas E byłoby wartością dochodu narodowego, wyrażonego np. jako PKB. Odwrotność efektywności energetycznej procesu, czyli W/E , jest jego energochłonnością.

Najwygodniej jest ocenić E_e procesu, w którym zarówno E jak i W są wyrażone w jednostkach energii lub – w wielu praktycznych sytuacjach – w jednostkach mocy. Jest to wówczas po prostu sprawność energetyczna procesu. Tak np. w przypadku dowolnego obiektu pompowego (pompownia wodociągowa lub ciepłownicza, albo instalacja pompowa w większym ciągu technologicznym, np. instalacja wody sieciowej w ciepłowni lub elektrociepłowni) E_e jest równa sprawności η_c procesu transportu cieczy w danym obiekcie:

$$E_e = \eta_c = \frac{P_u}{\sum_i P_{el,i}}. \quad (2)$$

W powyższym wzorze: $P_u = Q_s \Delta p$ - użyteczna moc hydrauliczna przekazana cieczy przez pompy, Q_s - strumień cieczy odbierany z obiektu pompowego, Δp - różnica ciśnień na wyjściu i wejściu obiektu, $P_{el,i}$ - moc elektryczna pobierana z sieci przez układ napędowy i – tej pompy.

Podobnie można zdefiniować efektywność energetyczną instalacji sprężonego powietrza i wielu procesów technologicznych. Efektywność energetyczna pojedynczych maszyn i urządzeń, np. E_e zespołu pompowego, sprężarki, sprzęgła hydrokinetycznego itp., jest równa ich sprawności η .

Potencjał wzrostu efektywności energetycznej jest bardzo duży. Według wielu źródeł (np. [13]) energochłonność wytworzenia jednostki PKB w Polsce jest 2,5 – 3 krotnie większa niż w krajach tzw. 15-ki UE. Realne jest zmniejszenie tej energochłonności o 25 – 30% [14], a według innych – nawet o 40%, w stosunkowo niedługim czasie. Warto zauważyć, że gdyby straty energii elektrycznej w różnych procesach w gospodarce udało się obniżyć tylko o 10% zużywanej jej ilości, tj. o ok. 15 TWh/a, oznaczałoby to uniknięcie konieczności budowy nowych bloków o łącznej mocy co najmniej 2750 MW (zakładając średni czas pracy bloku 6000 h/a i straty przesyłu w sieci na poziomie 10%) i uniknięcie emisji ok. 14-15 mln ton CO₂ rocznie. W samych tylko układach pompowych, można by – wg

oszacowań [4,5] – wyeliminować straty sięgające obecnie 6,5 – 7,5 TWh/a, przez rozsądną modernizację pomp i instalacji.

Coraz częściej można więc się spotkać z tezą, że potencjał efektywnego wykorzystania energii jest ważnym zasobem energetycznym, który można pozyskiwać przez bardzo opłacalne i szybko rentujące się inwestycje i przedsięwzięcia modernizacyjne [15].

3. KOSZTY I WYNIKI POPRAWY EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ OBIEKTÓW POMPOWYCH

Zalety wykorzystania potencjału efektywności energetycznej przedstawiono niżej na przykładach już wykonanych lub planowanych modernizacji różnych obiektów pompowych. Skutkiem modernizacji jest poprawa sprawności przetwarzania cieczy η_c (2) w danym obiekcie. Główne działania w tym zakresie, to:

- zmiana koncepcji instalacji, dotycząca np. obiegu zimnego zmieszania w ciepłowniach lub usytuowania pomp wody sieciowej w elektrociepłowniach (przejście z układu kolektorowego pomp sieciowych na układ blokowy),
- wymiana pomp na wysokosprawne i bardziej racjonalnie dobrane (np. zamiast 3 jednakowych pomp w pompowni wodociągowej – tylko dwie, o różnych parametrach, tzn. jedna duża i jedna znacznie mniejsza),
- zmiana sposobu regulacji wydajności obiektu, zwłaszcza zamiana regulacji dławieniowej pomp na regulację zmiennobrotową,
- modernizacja pomp (uszczelnienia wewnętrzne i zewnętrzne; stan powierzchni przepływowych wirnika i innych elementów; dostosowanie parametrów pompy do wymagań instalacji, np. przez stoczenie wirnika),
- wprowadzenie w dużych obiektach pompowych komputerowej regulacji/sterowania pracą grupy kilku zespołów pompowych.

Przykładowe działania modernizacyjne w wymienionych wyżej instalacjach oraz ich efekty energetyczne i ekonomiczne zestawiono w tabeli 1. Na podstawie rocznych oszczędności energii ΔE , powstałych w wyniku modernizacji, oraz czasu pracy pomp T_a w ciągu roku wyznaczono moc „unikniętą” P_{un}

$$P_{un} = \frac{\Delta E}{T_a} \varepsilon, \quad (3)$$

gdzie: ε - współczynnik strat przesyłowych energii.

W przypadku modernizacji wykonywanej w elektrowni lub elektrociepłowni należy przyjąć $\varepsilon=1$; w przypadku modernizacji w innych obiektach pompowych trzeba uwzględnić jeszcze uniknięte straty mocy w sieciach przesyłowych. Na podstawie danych statystycznych można przyjąć średnio $\varepsilon=1,1$

(aczkolwiek w przypadku obiektu znajdującego się na krańcu starej sieci niskonapięciowej może być nawet $\varepsilon \cong 1,3-1,4$).

Jak widać z tabl.1, koszty modernizacji szybko się zwracają. W przypadkach przedstawionych w tabl.1 i wielu innych, prosty okres zwrotu nie przekracza na ogół 1-1,5 roku. Ponadto, w przeciwieństwie do budowy wielu nowych źródeł, bardzo krótki jest okres realizacji modernizacji, rzędu co najwyżej 1,5 (2) lat, wliczając do tego okresu również czas na wykonanie projektu oraz ogłoszenie i rozstrzygnięcie przetargu. Nie są też potrzebne żmudne formalności administracyjne, środowiskowe itp.

Tabela 1 Zestawienie efektów modernizacji układów pompowych i innych instalacji technologicznych

Przykład	Rodzaj obiektu	Przedmiot (zakres) modernizacji	Obciążenie roczne T_w , h	Koszty modernizacji K_m , zł	Roczne oszczędności energii ΔE , kWh	Moc ¹⁾ uniknięta P_{un} , kW	Okres zwrotu $SPB^2)$, lat	Koszt ³⁾ uniknięcia k_{un} , zł/kW €/kW	źródło
a	Blok 200 MW elektrowni węglowej	wymiana pomp zasilających (wysokoinwestycyjna)	6000	5,5 mln	$6,88 \cdot 10^6$	1147,0	6,0 ($DPB^2)$	$\frac{4800}{1220}$	[5]
b	j.w.	dostosowanie parametrowe pomp zasilających (niskoinwestycyjna)	6000	0,15 mln	$1 \cdot 10^6$	166,7	1,0	$\frac{900}{230}$	[5]
c	Pompownia w MPWiK (miasto 80 tys. mieszk.)	wymiana zespołów pompowych (wysokoinwestycyjna)	8760	0,166 mln	$0,25 \cdot 10^6$	31,4	1,7	$\frac{5290}{1340}$	[7]
d	2 pompownie w Stacji Uzdatniania Wody zaopatrującej miasto 200 tys. mieszk.	wymiana 1 zespołu pompowego i modernizacja pozostałych	7000	0,809 mln	$3,77 \cdot 10^6$	592,4	0,6	$\frac{1370}{350}$	[9]
e	Ciepłownia w mieście 80 tys. mieszk.	zainstalowanie 3 przetwornic częstotliwości	5100	0,096 mln	$0,361 \cdot 10^6$	77,9	0,7 sezonu grzewczego	$\frac{1230}{310}$	[6]
f	Ciepłownia w mieście 50 tys. mieszk.	zmiana koncepcji instalacji wody sieciowej	5100	0,35 mln	$2,2 \cdot 10^6$	474,5	0,4 sezonu grzewczego	$\frac{740}{190}$	[6]
g	j.w.	zainstalowanie pompy zimnego zmieszania	5100	0,046 mln	$0,11 \cdot 10^6$	23,7	0,9 sezonu grzewczego	$\frac{1940}{490}$	inf. własne autora
h	Duża elektrociepłownia $Q_s = 11000 \text{ m}^3/\text{h}$	przewożenie silników elektrycznych + zakup nowej pompy	5100	0,5 mln	$2,8 \cdot 10^6$	549,0	0,9 sezonu grzewczego	$\frac{910}{230}$	raport wewn. ITC PW

i	Elektrociepłownia w dużym zakładzie przemysłowym	wymiana elementów przepływowych pomp sieciowych	5000	0,18 mln	$0,825 \cdot 10^6$	165,0	0,55 sezonu grzewczego	$\frac{1090}{280}$	[18]
j1	EC zasilająca część m.s.c. w dużym mieście wojewódzkim	wymiana elementów przepływowych pomp sieciowych + przetwornice częstotliwości	5200	0,44 mln	$1,32 \cdot 10^6$	253,8	1,7 sezonu grzewczego	$\frac{1730}{440}$	inf. własne autora
j2	j.w	nowy, duży zespół pompowy z przetwornicą częstotliwości	5200	1,26 mln	$1,97 \cdot 10^6$	378,8	3,2 sezonu grzewczego	$\frac{3320}{845}$	inf. własne autora
k	10 zakładów przemysł. różnej wielkości	różne zabiegi modernizacyjne procesów technologicznych	6000	28,92 mln	$64,4 \cdot 10^6$	11807,0	1,2	$\frac{2450}{620}$	[10]

1) Moc uniknięta P_{un} - wg wzoru (3)

2) $SPB = k_e \Delta E / K_m$ - prosty okres zwrotu, DPB - zdyskontowany okres zwrotu; przyjęto $k_e = 0,20$ zł/kWh dla elektrowni i elektrociepłowni; $k_e = 0,37$ zł/kW – dla innych obiektów

3) Koszt uniknięcia k_{un} wg wzoru (4)

Objaśnienia do tabeli 1

- Wymiana 2 pomp 50%-wych, napędzanych za pośrednictwem sprzęgła hydrokinetycznego z przekładnią zębatą zwiększającą, na 1 pompę napędzaną szybkoobrotowym silnikiem elektrycznym ze zwiększającą przetwornicą częstotliwości, 6 kV.
- W istniejących pompach według a) wytoczenie łopatek wirników w celu zmniejszenia o ok. 10% zbyt dużej wysokości podnoszenia pomp.
- Wymiana 3 wyeksploatowanych niskosprawnych zespołów pompowych na 2 nowe (jeden duży, drugi – o trzykrotnie mniejszej wydajności).
- Wymiana elementów przepływowych w 4 dużych pompach wielostopniowych, zainstalowanie przetwornic częstotliwości oraz zakupienie (na wymianę) 1 dużego, wysokosprawnego zespołu z przetwornicą częstotliwości.
- Zmiana regulacji dławieniowej na zmiennoobrotową – zainstalowanie przetwornic częstotliwości do wszystkich 3 współpracujących równolegle pomp.
- Rezygnacja z dławienia w obiegu zimnego zmieszania przez zastosowanie odrębnej pompy mieszającej oraz modernizację zespołu pomp sieciowych (obiegowych), polegającą na dopasowaniu parametrowym pomp do nowej koncepcji.
- Zainstalowanie odrębnej pompy zimnego zmieszania z regulacją zmiennoobrotową.

- h) Dwukrotne zmniejszenie zbyt dużej wysokości podnoszenia pomp sieciowych wstępnych przez zmniejszenie prędkości obrotowych silników napędowych z 1485 obr/min na 987 obr/min (przezwójenie) oraz zakup nowej pompy o mniejszej wydajności.
- i) Wymiana elementów przepływowych 2 wielostopniowych pomp sieciowych (poprawa doboru parametrów pracy i znaczne podwyższenie sprawności).
- j1) Działanie jak w i) dotyczące 3 pomp sieciowych oraz zakupienie 1 przetwornicy częstotliwości.
- j2) Zakupienie nowego wysokosprawnego zespołu pompowego o 3x większej wydajności od pomp istniejących, z przetwornicą częstotliwości, do współpracy z jedną wyremontowaną pompą istniejącą.
- k) Modernizacja różnych instalacji technologicznych w przemyśle maszynowym, spożywczym, cementowym, chemicznym.

4. PORÓWNANIE KOSZTÓW

W celu oceny opłacalności inwestowania w wykorzystanie potencjału efektywności energetycznej porównano koszty inwestycyjne budowy 1 kW różnych nowych źródeł energii z jednostkowym kosztem uniknięcia k_{un} [zł/kW] w rezultacie powiększenia efektywności energetycznej. Koszt uniknięcia jest to odpowiednik kosztu inwestycyjnego nowego źródła o mocy P_{un} , którego nie trzeba będzie budować. Można go zdefiniować zależnością

$$k_{un} = \frac{K_m}{P_{un}}, \text{ zł/kW}, \quad (4)$$

gdzie: K_m – koszt modernizacji, zł, P_{un} – moc uniknięta, zdefiniowana wzorem (3), kW.

W tabeli 2 zestawiono podawane w literaturze koszty jednostkowe k_{inw} [zł/kW] i [€/kW] budowy nowych źródeł z kosztami uniknięcia k_{un} . Ponieważ dla różnych źródeł przyjmowane są różne produktywności T_a (czasy pracy w ciągu roku z pełną mocą zainstalowaną – *capacity factors*), więc porównywać powinno się koszty ekwiwalentne k_{ekw} , powiększone α razy w stosunku do kosztów inwestycyjnych k_{inw} gdzie

$$\alpha = \frac{8760}{T_a}. \quad (5)$$

Koszty takie należałoby ponieść budując źródło o większej mocy

$$P_{\text{ekw}} = \frac{8760}{T_a} P = \alpha P, \quad (6)$$

a więc takiej, która pozwoliła by na wyprodukowanie w czasie T_a tej samej ilości energii, jak dane źródło o mocy zainstalowanej P , pracujące z pełną mocą przez cały rok, tj. przez 8760 h. Zatem

$$k_{\text{ekw}} = \alpha k_{\text{inw}}. \quad (7)$$

Wartość α zmienia się w szerokich granicach, od $\alpha = 1,095$ dla elektrowni jądrowych ($T_a = 8000$ h) do $\alpha = 4 \dots 4,4$ dla elektrowni wiatrowych ($T_a = 2200 \dots 2000$ h). Bardzo poważnie wpływa to na ekwiwalentny koszt k_{ekw} uzyskania mocy 1 kW.

W przypadku elektrowni wiatrowych należy doliczyć jeszcze inne, niebagatelne koszty. Ponieważ, zwłaszcza w lecie, mogą wystąpić bardzo długie okresy bezwietrzne, obok farmy wiatrowej należy zbudować elektrownię interwencyjną, najlepiej gazową, o mocy rzędu co najmniej 30-50% mocy zainstalowanej farmy. W celu wyrównania skutków zmiennych prędkości wiatru w ciągu doby, obok farmy wiatrowej umieszcza się baterie akumulatorów z przetwornicami częstotliwości, o mocy ok. 2/3 mocy zainstalowanej farmy [3,17]. Wg [3] koszt budowy takiej baterii jest obecnie rzędu 3,0 – 3,5 mln €/1 MW (informacja ustna autora [3]). W rzadkich przypadkach korzystnych warunków miejscowych można, zamiast baterii akumulatorów, zbudować elektrownię pompową o porównywalnych kosztach inwestycyjnych.

Powoduje to, że elektrownie wiatrowe mają najwyższy koszt ekwiwalentny k_{ekw} (uwzględniający w/w koszty dodatkowe) spośród wszystkich elektrowni ujętych w tabeli 2, o czym entuzjaści tych źródeł milczą.

Pozornie zaskakujący wniosek: koszt budowy bloku jądrowego o mocy 1000 MW będzie niższy, i to znacznie, od kosztu budowy farmy wiatrowej złożonej z 2000 wiatraków o mocy zainstalowanej po 2 MW każdy.

Należy też dodać, że koszty podłączeń 2000 wiatraków do sieci wysokiego napięcia będą prawdopodobnie znacznie wyższe od kosztów przyłączenia jednego bloku jądrowego. Wyższe też będą z pewnością koszty obsługi, niwelując w pewnym stopniu koszty paliwa w elektrowni jądrowej, jak również większa będzie powierzchnia terenu zajętego przez wiatraki, generując kolejne koszty.

Tabela 2 Zestawienie jednostkowych kosztów inwestycyjnych ekwiwalentnych dla nowych elektrowni i jednostkowych kosztów unikniętych wskutek wykorzystania potencjału efektywności energetycznej

Lp	1 Źródło energii elektrycznej	2 Produktywność wg [1] T_a [h]	3 Jednostkowy koszt inwestycyjny k_{inw} [€/kW]		5 Współczynnik kosztów ekwiwalentnych α	6 Koszt inwestycyjny ekwiwalentny k_{ekw} [€/kW]		8 Koszt uniknięcia wg tabl.1 $k_{un} \left[\frac{zł/kW}{€/kW} \right]$
			4 wg [1]	wg [11]		dot. danych z kol.3	dot. danych z kol.4	
1	Elektrownia na węgiel kamienny (bez CCS)	5500	1500	1300	1,592	2390	2070	-
1	Elektrownia na węgiel brunatny (bez CCS)	6000	1500	-	1,460	2190	-	-
3	Elektrownia wiatrowa „on shore”	2000	1700	-	4,38	7450	-	-
		2200	1700	-	3,982	6770	-	-
4	j.w. z wzgl. kosztu el. gazowej i baterii akumulatorów	2000	-	-	4,38	$k'_{ekw} = 98105$		-
		2200	-	-	3,982	$k'_{ekw} = 91305$		-
5	Elektrownia jądrowa I ¹⁾	8000	3000	1500 (III generacja)	1,095	3285	1640	-
6	Elektrownia jądrowa II ²⁾	8000	4500	-	1,095	4930	-	-
7	Elektrownia geotermalna	8000	-	1500	1,095	-	1640	-
8	Mała elektrownia wodna (poniżej 5 MW)	5500	-	2000	1,592	-	3180	-
9	Elektrownia gazowa (bez CCS)	4000	900	-	2,19	1971	-	-
10	Koszt uniknięcia wg tabl.1 (modernizacje wysoko nakładowe) ³⁾	-	-	-	-	-	-	$\frac{2850}{725}$
11	Koszt uniknięcia wg tabl.1 (modernizacje nisko nakładowe) ⁴⁾	-	-	-	-	-	-	$\frac{1170}{300}$

Objaśnienia do tabeli 2:

- 1) dotyczy cen inwestycyjnych z publikowanych ofert, wg [1]
- 2) dotyczy rzeczywistych cen kontraktowych, wg [1]

3) średnia ważona z poz. a,c,j2,k w tabl.1; przyjęto przelicznik 1 € = 3,94 zł

4) średnia ważona z pozostałych pozycji w tabl.1

5) $k'_{ekw} = 0,4 \cdot 900 + 0,667 \cdot 3000 + k_{ekw} = k_{ekw} + 2360 \text{ €}$

Liczby zawarte w tabelicy 2 dowodzą przewagi ekonomicznej wykorzystania potencjału efektywności energetycznej nad budową nowych źródeł energii, zwłaszcza odnawialnych. Jak widać, koszt 1 kW mocy unikniętej jest – nawet w przypadku modernizacji wysokonakładowych – blisko trzykrotnie niższy od kosztu najtańszego źródła, jakim jest elektrownia gazowa bez instalacji CCS. W przypadku modernizacji niskonakładowych, tj. nie wymagających całkowitej wymiany urządzeń, koszt ten jest ponad sześciokrotnie niższy.

Analogiczne oszacowania, dotyczące kosztów i okresów zwrotu oraz kosztów unikniętych k_{un} , wykonano dla 11 przykładowych modernizacji układów pompowych tylko w energetyce ciepłej (elektrownie i elektrociepłownie) oraz w ciepłownictwie (ciepłownie komunalne). Uwzględniono m.in. modernizacje polegające na uruchomieniu regulacji przez zmianę kątów ustawienia łopatek wirników pomp śmigłowych w blokach 200 MW oraz zmianie miejsca poboru wody na wtryski regulacyjne do przegrzewaczy (z 3-go zamiast z 2-go stopnia pomp zasilających). Średnia ważona kosztów k_{un} okazała się nieco wyższa, niż wg tabl. 2, dla modernizacji wysokonakładowych (1020 €/kW), natomiast jeszcze znacznie niższa dla dominujących modernizacji niskonakładowych (180 €/kW).

Warto podkreślić, że w przypadku mocy pozyskanej z zasobów efektywności energetycznej nie dochodzą jakiegokolwiek koszty eksploatacyjne związane z zatrudnieniem personelu, obsługą urządzeń, kosztami paliwa itp., natomiast odpadają straty energii w sieci przesyłowej, wynoszące dla Polski ok. 10% produkowanej ilości energii elektrycznej [16]. Wyeliminowane są też oczywiście koszty związane z ponadlimitową emisją CO₂ (lub jej uniknięciem), jakie mogą wystąpić w przypadku elektrowni gazowych lub węglowych. Nie są ponadto produkowane szkodliwe odpady (pyły, popioły, tlenki siarki i azotu, izotopy promieniotwórcze). W przeciwieństwie do budowy nowych źródeł, wykorzystanie potencjału energii odnawialnej nie wymaga infrastruktury (teren, drogi, przyłączenia do sieci).

Na marginesie, można zakwestionować praktyczną możliwość uzyskania bardzo dużej mocy z elektrowni solarnych w Polsce, zwłaszcza wykorzystujących ogniwa fotowoltaiczne. Jak wiadomo, stała słoneczna wynosi 1368 W/m². Wyobraźmy sobie elektrownię solarną na orbicie wokół Ziemi. Załóżmy bardzo wysoką sprawność przyszłych generacji ogniwi i sprawność przesyłu wytworzonej energii elektrycznej na Ziemię – łącznie aż 73%. Z 1 m² takiej elektrowni uzyskałoby się moc 1 kW. Uzyskanie mocy 1000 MW, jak z bloku jądrowego czy dużego bloku węglowego na parametry nadkrytyczne, wymagałoby powierzchni paneli słonecznych 1 mln m² = 1 km², a ponadto należało by rozwiązać zagadnienie przesyłu energii na Ziemię. Wydaje się to więc obecnie całkowicie nierealne. Zbudowanie takiej elektrowni na Ziemi wymaga zaś powierzchni wielokrotnie większych.

Należy także odnotować pojawiające się sygnały o negatywnym wpływie na bilans CO₂ produkcji biopaliw i biomasy - np., że 70 mln ton CO₂ zaoszczędzonych (tzn. nie wyemitowanych) dzięki unijnej

polityce promującej biopaliwa będzie odpowiadało 270 mln ton CO₂ uwolnionego do atmosfery wskutek zmian w ekosystemach, np. wycinki lasów i przekształcania gruntów.

Coraz więcej głosów krytycznych dotyczy również technologii CCS wychwytywania CO₂ i magazynowania go pod ziemią. Podnoszone są nie tylko wysokie koszty budowy bloku z CCS oraz transportu i składowania CO₂, ale również konieczność spalania większej ilości węgla (ze względu na znacznie niższą sprawność bloku z CCS) i zwiększonej wskutek tego emisji zanieczyszczeń. Sygnalizowane są także problemy ze szczelnością składowisk i obserwowane przypadki wycieku CO₂.

5. PODSUMOWANIE

Rezerwy ukryte w możliwości podwyższania efektywności energetycznej procesów produkcyjnych i eksploatacyjnych należy uznać za bardzo poważny zasób energetyczny. Wykorzystanie tego zasobu pociąga za sobą trzy – sześciokrotnie mniejsze nakłady inwestycyjne niż budowa najtańszego z porównywanych źródeł energii.

Dodatkowe zalety wykorzystania efektywności energetycznej, to:

- najkrótszy okres zwrotu kosztów realizacji,
- najkrótszy czas wykonania odpowiednich modernizacji,
- brak dodatkowych kosztów związanych z zakupem terenów pod inwestycję, budową lub rozbudową infrastruktury, przyłączeniem do sieci, oraz kosztami paliwa, obsługi itp.,
- zerowa emisja CO₂.

W skali całej gospodarki realny potencjał efektywności energetycznej szacuje się na 25-30% aktualnie produkowanej ilości energii elektrycznej, tj. 38-45 TWh/a. Jego wykorzystanie pozwoliłoby na uniknięcie lub racjonalne rozłożenie w czasie budowy nowych, wysokosprawnych i niskoemisyjnych źródeł energii o łącznej mocy 6800-8200 MW, z równoczesnym stopniowym wycofywaniem z eksploatacji źródeł najgorszych pod tymi względami. Dodatkową korzyścią zmniejszenia energochłonności gospodarki, w zakresie, wg p.4, jest uniknięcie emisji co najmniej 34-41 mln ton CO₂ rocznie.

Wykorzystanie potencjału efektywności energetycznej powinno stać się priorytetem Państwa, stwarzającego motywacje znacznie silniejsze, niż wynikające z obecnej ustawy o efektywności energetycznej. Każdy użytkownik energii powinien być przekonany o korzyściach płynących ze zmniejszenia energochłonności w zakresie jego działalności.

Porównując koszty budowy różnych źródeł energii należy uwzględniać ich produktywność (capacity factor) oraz różne koszty dodatkowe, które trzeba także ponieść. Okazuje się wówczas, że np., budowa dużych farm wiatrowych wymaga dwukrotnie wyższych (co najmniej) nakładów na 1 kW mocy ekwiwalentnej, niż budowa elektrowni jądrowej o takiej samej mocy.

Warto inwestować w źródła odnawialne, ale rozproszone lub rozsiane, o stosunkowo niewielkich mocach. Duże moce należy pozostawić dla wysokosprawnych niskoemisyjnych bloków węglowych (ale bez CCS), gazowych i/lub jądrowych. Będzie to rozwiązanie najtańsze i najbardziej ekologiczne.

LITERATURA

- [1] Alternatywna polityka energetyczna Polski do 2030 roku. Raport dla osób podejmujących decyzje. Warszawa, 2009, Instytut na Rzecz Ekorozwoju.
- [2] Berbeka A.: Konsekwencje wprowadzenia białych certyfikatów jako instrumentu poprawy efektywności energetycznej. Warszawa, 2010, Polski Klub Ekologiczny Okręg Mazowiecki.
- [3] Hirai N.: Akumulatory sodowo-siarkowe (NaS). Wielkie systemy magazynowania energii elektrycznej. Konferencja Japońskie technologie środowiskowe, Warszawa, marzec 2011, mater. konfer. s.132-146.
- [4] Jędral W.: Efektywność energetyczna pomp i instalacji pompowych. Warszawa, 2007, KAPE (dostępna także w Internecie: www.centrum.pemp.pl/dokumenty/biblioteka).
- [5] Jędral W.: Kierunki modernizacji układów pompowych w energetyce cieplnej. Prace Naukowe Politechniki Warszawskiej. Mechanika, z. 202. Warszawa, 2003, s.63-74.
- [6] Jędral W.: Optymalizacja parametrów i wybór najlepszych pomp odśrodkowych dla potrzeb ciepłownictwa. Rynek Instalacyjny, 2010, nr 12, s.31-36.
- [7] Jędral W.: Wybór zespołu pomp wodociągowych na podstawie kosztów LCC. Rynek Instalacyjny. 2010, nr 5, s.24-28.
- [8] Jędral W.: Zmniejszenie energochłonności transportu cieczy w gospodarce narodowej. Energetyka, 2007, nr 1, s.15-17.
- [9] Kalinowski M., Jędral W., Machczyński M., Jankowski T.: Kompleksowy program ograniczenia zużycia i kosztów energii elektrycznej na przykładzie podsystemu pompowni AQUA S.A. w Kobiernicach. IV Międzynarodowej Konferencji „Zaopatrzenie w wodę, jakość i ochrona wód”. Kraków, 2000, mater. konf. s.2-18.
- [10] Łazicki A.: Ograniczanie energochłonności typowych instalacji i urządzeń przemysłowych – wnioski z audytów oraz prezentacja projektu CARE plus. W zbiorze jak w [15], s.1-15.
- [11] Mielczarski W.: Analiza projektów legislacyjnych wchodzących w skład pakietu energetyczno-klimatycznego; w zbiorze: Pakiet energetyczno – klimatyczny. Analityczna ocena propozycji Komisji Europejskiej. Urząd Komitetu Integracji Europejskiej, Warszawa, 2008, s.51-119.
- [12] Powering Europe: wind energy and the electricity grid. A report by the European Wind Energy Association, November 2010.
- [13] Skoczkowski T.: Rola KAPE S.A. we wspieraniu poprawy efektywności energetycznej u przemysłowych odbiorców energii. III ed. konf. Efektywność Energetyczna. Niższe koszty energii w przemyśle. Warszawa, 2008, mater. konfer.
- [14] Skoczkowski T.: Potencjał efektywności energetycznej gospodarki Polski i sposób jego wykorzystania. Wiadomości Elektrotechniczne, 2007, nr 8, s.8-12.
- [15] Surówka J.: Audyty energetyczne w zakładach przemysłowych. XVIII Spotkanie Zespołu Merytorycznego Forum Energia-Efekt-Środowisko. Warszawa, marzec 2011, NFOŚiGW, mater. semin., s.17-37.

- [16] Suwała W., Kudełko M., Janusz-Pawletta B.: Analiza problemu: relokacja źródeł energii elektrycznej dla polskiego systemu elektroenergetycznego w wyniku polityki klimatycznej UE; w zbiorze jak w [11], s.269-352.
- [17] Ueda Y.: Japońskie technologie związane z energetyką wiatrową. Konferencja j.w., mater. konfer. s.180-204.
- [18] Werwiński S., Zdunek P., Misiewicz A.: Modernizacja układu wodnego w Elektrociepłowni Odlewni Żeliwa „Śrem” S.A. Pompy Pompownie, 1999, nr 11, s.9-10.

ENERGY EFFICIENCY AS AN IMPORTANT STORE OF ENERGY – COMPARISON WITH SELECTED ENERGY SOURCES

Key words: energy efficiency, energy sources, capacity factor

Summary. The paper presents energy and economic effects of different pumps and pump systems modernizations, diminishing energy consumption in fluid pumping. It was shown, that even highest costs of modernization (in €/kW) are at least threefold lower than cost of most cheap energy source, i.e. gas power station.

Suggestion, that capacity factor should be taking into account in comparison of different energy sources, is given in the paper. It was shown, that wind energy farms are twice more expensive than nuclear power plant of the same generated power.

Waldemar Jędral, prof. dr. hab. inż., jest kierownikiem Zakładu Pomp, Napędów i Siłowni w Instytucie Techniki Ciepłej na Wydziale Mechanicznym Energetyki i Lotnictwa Politechniki Warszawskiej. E-mail: jedralw@itc.pw.edu.pl