

Mirosław Barszcz, Henryk Kaliś, Business Centre Club

POLITYKA ENERGETYCZNA

Zagrożenia dla polskiej gospodarki

W latach 90. XX wieku polski przemysł przeszedł intensywny proces restrukturyzacji. Proces ten był okupiony dużym wysiłkiem, pochłonął wielomilionowe środki, a jego realizacja pozwoliła firmom, które go przetrwały, na dorównanie europejskim i światowym standardom. Polski przemysł stał się zdolny do konkurencji na światowych rynkach.

Istotnym atutem polskiej gospodarki były niższe niż w Europie Zachodniej koszty energii elektrycznej. To między innymi dzięki nim cieszyliśmy się w ciągu kilku ostatnich lat ponad 5% wzrostem produktu krajowego brutto. Korzystna dla polskiego przemysłu sytuacja zaczęła się jednak radykalnie zmieniać. Systematycznemu pogorszeniu uległa sytuacja polskich zakładów przemysłowych, w szczególności branż zużywających duże ilości energii elektrycznej. Polskie przedsiębiorstwa są coraz mniej konkurencyjne na rynku europejskim i światowym.

Kraje Europy Zachodniej chronią interesy własnego przemysłu redukując – w ramach obowiązującego prawa wspólnotowego – koszty energii elektrycznej zużywanej przez przemysł. Szczególnie istotne są narzędzia w zakresie opodatkowania oraz wspierania rozwoju energetyki odnawialnej i skojarzonej.

W Polsce nie wykorzystuje się żadnych, z dopuszczalnych w Unii Europejskiej rozwiązań chroniących energochłonne branże przemysłu.

Przemysł energochłonny nie będzie w stanie sprostać takiej sytuacji. Gwałtowny wzrost cen energii elektrycznej, który nastąpił w ciągu ostatnich 3 lat, w połączeniu z rosnącymi obciążeniami

związanymi z polityką energetyczną już spowodował wstrzymanie lub ograniczenie produkcji w wielu zakładach.

Brak rozwiązań podobnych do tych, które są stosowane przez inne kraje UE, spowoduje upadek zakładów energochłonnych, utratę przez budżet państwa znacznych przychodów z odprowadzanych przez nie podatków oraz konieczność wypłacania zasiłków dla tysięcy bezrobotnych pracowników, którzy już wkrótce zaczynają tracić miejsca pracy.

■ Stan obecny – wzrost kosztów energii elektrycznej w latach 2007-2009

Rok 2007 miał być przełomowy dla rozwoju rynku energii elektrycznej w Polsce. 1 lipca 2007 r. wszyscy odbiorcy uzyskali prawo kupowania energii elektrycznej od dowolnego, wybranego przez siebie sprzedawcy. Od 1 stycznia 2008 r. ówczesny prezes Urzędu Regulacji Energetyki zapowiedział pełne uwolnienie rynku energii elektrycznej i zwolnienie wszystkich przedsiębiorstw obrotu z obowiązku zatwierdzania taryf. Wprowadzenie tych rozwiązań miało prowadzić do obniżenia cen energii elektrycznej.

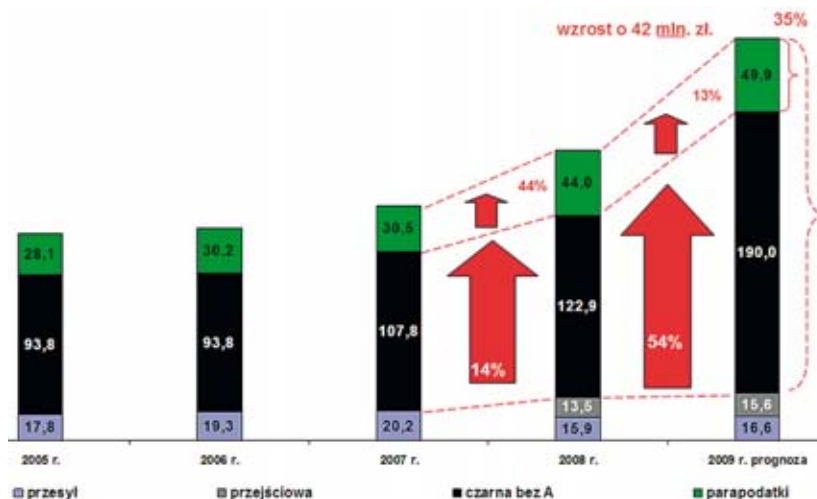
Niestety, okazało się, że podejmując decyzję o uwolnieniu cen energii elektrycznej prezes URE nie wziął pod uwagę struktury rynku stworzonej w wyniku realizacji rządowego programu pionowej konsolidacji energetyki. Umożliwienie swobodnej zmiany sprzedawcy (zasada TPA) nie przyniosło oczekiwanego rezultatu i nie wpłynęło na stabilizację cen energii.

Odnotowany w 2007 r. wzrost cen o 13% zapoczątkował okres podwyżek. W 2008 r. podwyżki kosztów energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych wyniosły 20-25%. Dla odbiorców indywidualnych (chronionych taryfami URE) wzrost był niższy i wynosił 16%.

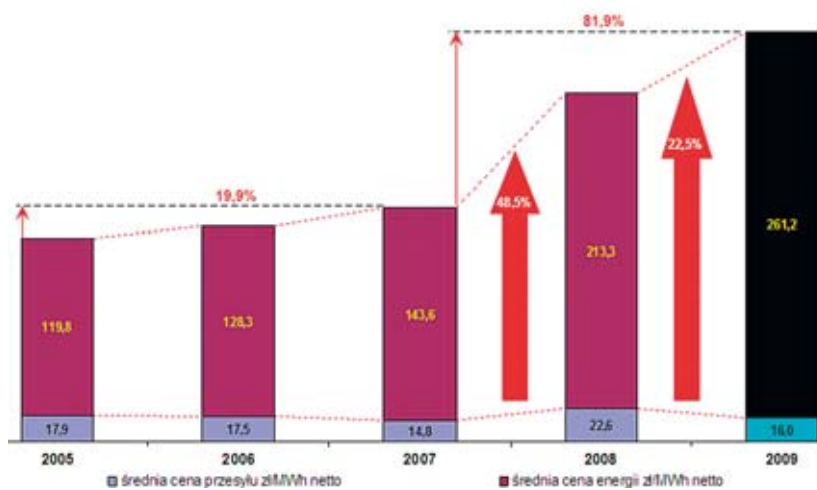
Dodatkowo, w latach 2005-2007 nastąpił znaczny wzrost kosztów energii spowodowany polityką energetyczną (podatek akcyzowy, systemy wspierania energetyki odnawialnej i skojarzonej).

Faktyczna sytuacja przemysłowych konsumentów energii elektrycznej w 2008 r. była uzależniona od stosowanej przez nich formy zakupów. Odbiorców przemysłowych można podzielić na 3 grupy:

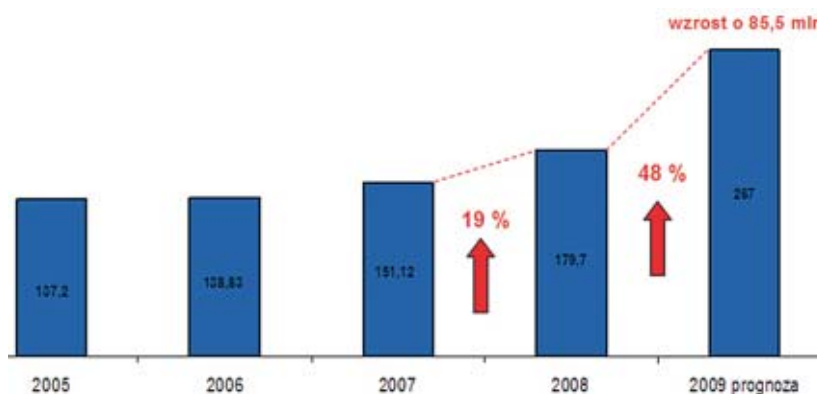
- korzystających z zasady TPA i mających kontrakty pokrywające roczne zapotrzebowanie (w tej grupie koszty energii elektrycznej, pomimo podejmowanych przez przedsiębiorstwa obrotu prób renegotjowania kontraktów były stabilne i w większości przypadków do końca roku nie uległy zmianie) – średnia cena energii czarnej w tej grupie to 145 zł/MWh,
- korzystających z zasady TPA i mających kontrakty pokrywające jedynie część zapotrzebowania - oferowana im cena „energii czarnej”, obejmująca niezakontraktowany wolumen, oscylowała od 190 do 200 zł/MWh, co stanowiło wzrost jej kosztów w stosunku do 2007 r. o około 50%;
- kupujących energię elektryczną w oparciu o cenniki przedsiębiorstw energetycznych (dla tej grupy po podwyżce od stycznia 2008 r. o około 23% wprowadzono od marca lub kwietnia kolejną, o około 20%).



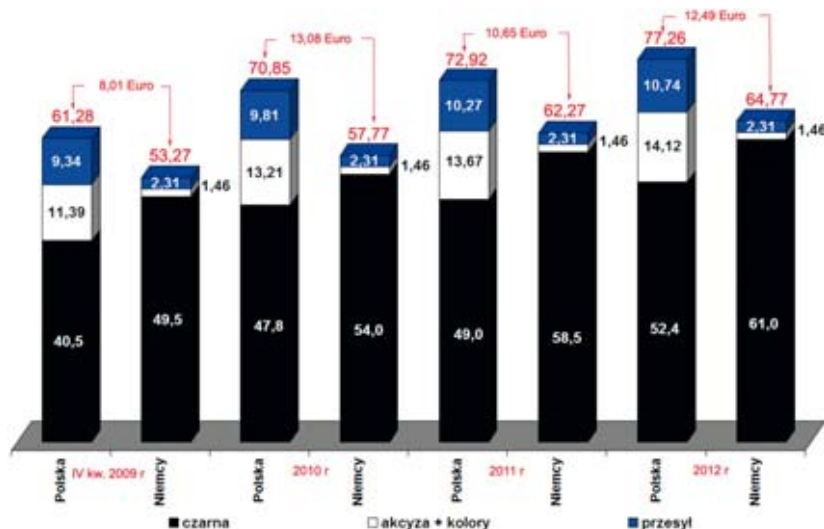
Rys. 1. Wzrost kosztów energii elektrycznej w zakładach produkujących cynk elektrolicyjny



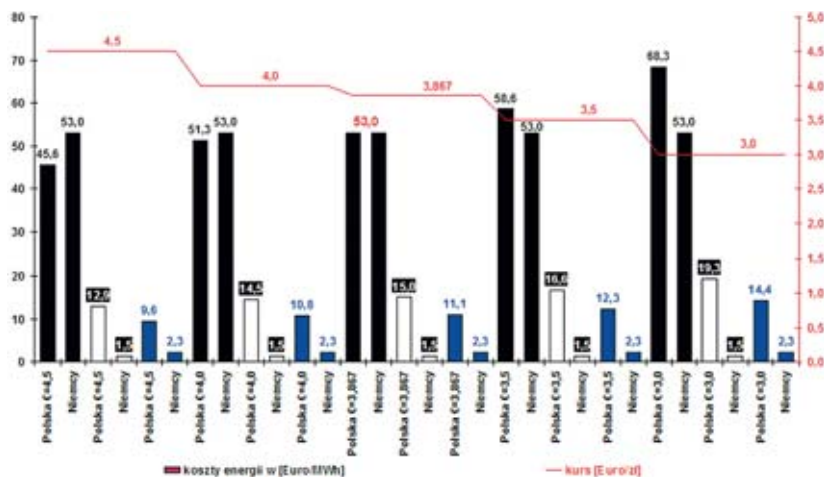
Rys. 2. Wzrost kosztów energii elektrycznej w hucie produkującej żelazostopy



Rys. 3. Wzrost kosztów energii elektrycznej w hucie aluminium



Rys. 4. Koszty energii elektrycznej - rynek polski i niemiecki, lata 2009 do 2012 z uwzględnieniem wpływu polityki energetycznej (podatków, wspierania energetyki odnawialnej i skojarzonej oraz przesyłu) dla 1 euro=4,39 zł.



Rys. 5. Wpływ kursu euro na różnice kosztów energii elektrycznej w Polsce i w Niemczech dla transakcji zawieranych na 2010 r.

W efekcie, w latach 2007-2009 nastąpił gwałtowny wzrost kosztów energii elektrycznej, które spowodowały wyrównanie cen energii „czarnej” w Polsce do poziomu notowanego w starych krajach Unii Europejskiej.

Na rysunkach 1-3 przedstawiono wzrost kosztów energii w przykładowych przedsiębiorstwach z branży metalurgicznej.

Gwałtowny wzrost cen energii spowodował poważny spadek konkurencyjności polskich przedsiębiorstw w porównaniu do konkurencji działającej w in-

nych krajach Unii Europejskiej.

Dzieje się tak dlatego, że wiele z krajów UE-15 wspiera swój energochłonny przemysł poprzez stosowanie dostępnych zgodnie z prawem UE rozwiązań, takich jak np.

- zwolnienia lub obniżki opodatkowania dla zakładów energochłonnych,
- redukowanie kosztów rozwoju energetyki odnawialnej i skojarzonej,
- redukowanie kosztów usług przesyłowych i dystrybucyjnych.

W efekcie koszty energii elektrycznej wykorzystywanej przez energochłonne przedsiębiorstwa w Niemczech są niższe od obciążających polskie przedsiębiorstwa! Sytuację tę ilustruje rysunek 4.

Po uwzględnieniu różnicy w wysokości opodatkowania energii elektrycznej, kosztów przesyłu oraz kosztów wynikających ze wspierania energii odnawialnej i skojarzonej, polski odbiorca przemysłowy zapłaci więcej od odbiorcy niemieckiego o:

- 8,01 euro w IV kwartale 2009 r.
- 13,08 euro w 2010 r.
- 10,65 euro w 2011 r.
- 12,49 euro w 2012 r.

Bardzo istotny wpływ na różnice w kosztach energii elektrycznej w Polsce i w Niemczech ma również kurs euro. Dla kursu euro = 3,87 zł w obu krajach następuje zrównanie cen energii elektrycznej „czarnej” notowanych na 2010 r. **Dalszy wzrost kursu złotego może spowodować, iż polski odbiorca zapłaci więcej nie tylko za przesył i „politykę energetyczną”, ale również za energię „czarną”!**

Powrót kursu euro do poziomu poniżej 3,5 zł, spowoduje wzrost różnicy w kosztach ponoszonych przez najbardziej energochłonnych odbiorców polskich i niemieckich do ponad 30 euro/MWh.

Dla aktualnego poziomu cen energii „czarnej” wynoszącego 210 zł/MWh, (osiąganego na rynku polskim na 2010 r.) i dla kursu euro = 4,39 zł koszty energii elektrycznej ponoszone przez odbiorcę energochłonnego w Polsce będą wyższe od ponoszonych przez odbiorcę niemieckiego o 13,08 euro.

Polityka energetyczna

Pasywna i nieuwzględniająca specyfiki przemysłów energochłonnych Polska polityka energetyczna ma wyraźny wpływ na pogarszanie pozycji konkurencyjnej polskich przedsiębiorstw. Wzrost cen energii elektrycznej – choć nie w tak radykalnym stopniu jak to na-

stąpiło w ciągu ostatnich kilku lat – można było przewidywać, a jego negatywne skutki dla przemysłów energochłonnych lagodzić.

Mając świadomość, iż istotna część polskiego przemysłu jest oparta na technologiach energochłonnych, rząd powinien zaplanować i wprowadzić z wyprzedzeniem rozwiązania równorzędne z tymi, które stosują kraje sąsiadujące z Polską. Poniżej przedstawiamy kilka z najważniejszych elementów polityki energetycznej mających negatywny wpływ na pogorszenie konkurencyjności polskich przedsiębiorstw energochłonnych. Pod opisem każdego z nich prezentujemy rozwiązania stosowane w danym zakresie w Niemczech.

□ Wysokie stawki podatku akcyzowego

Przepisy unijne pozwalają na całkowite zwolnienie od podatku akcyzowego energii elektrycznej wykorzystywanej do celów redukcji chemicznej oraz w procesach elektrolitycznych i metalurgicznych stosowanych przez przemysł energochłonny. Minimalne stawki podatku akcyzowego wynoszą 0,5 euro/MWh dla firm i 1 euro/MWh dla pozostałych podmiotów. Wśród nowo przyjętych krajów UE jedynie Węgry i Malta opodatkowują energię elektryczną.

W Polsce stawka akcyzy (20 zł/MWh) wielokrotnie przekracza stawki minimalne. W rezultacie jesteśmy w gronie 5 państw pobierających najwyższą akcyzę od energii elektrycznej w UE. Podatek akcyzowy jest liczony w cenę zużywanej energii elektrycznej, a sposób naliczania nie różnicuje w żaden sposób odbiorców ani według kryterium celu stosowania energii elektrycznej, ani według kryterium wielkości jej zużycia.

Podane w tabeli 1 stawki dla odbiorców przemysłowych mogą być obniżane w oparciu o Dyrektywę Rady 2003/96/WE. Z możliwości tych korzysta większość z krajów EU-15.

W Niemczech obok akcyzy istnieje specjalny podatek od elektryczności. Jego stawki wynoszą:

Tab. 1. Stawki dla odbiorców przemysłowych

Kraj	Przemysł			Odbiorcy nieprzemysłowi			
	Stawka	€/MWh	%	stawka	euro/MWh	%	
Dania	DK	z podatkiem od CO ₂	91,82	25	-	82,84	25
Szwecja	SE		28,99	25		28,99	25
Austria	AT	*	15,00	20	*	15,00	20
Niemcy	DE		12,30	19		20,54	19
Polska	PL		5,91	22		5,91	22
Estonia	EE		3,20	18		3,20	18
Włochy	IT		3,10	20		4,70	20
Finlandia	FI		2,63	22		8,83	22
Czechy	CZ		1,15	19		1,15	19
Węgry	HU		1,04	20		1,04	20
Malta	MT	*	0,84	18	*	0,84	18
Łotwa	LV		0,78	21		0,78	21
Bulgaria	BG		0,72	20		0,72	20
Słowacja	SK	*	0,66	19	**	-	19
Irlandia	IE		0,50	13,5		1,00	13,5
Hiszpania	ES		0,50	16		1,00	16
Słowenia	SI		0,50	20		1,00	20
Holandia	NL	0-10 MWh	108,50	19	*	108,50	19
	NL	10-50 MWh	39,80	19	**	39,80	19
	NL	50-10 000 MWh	10,60	19	***	10,60	19
	NL	> 10 000 MWh	0,50	19	****	1,00	19
Rumunia	RO	*	0,42	19	*	0,84	19
Luksemburg	LU	> 25 000 kWh	0,50	6	<25000	1,00	6
	LU	metalurgia, elektroliza, chemia.	0,10	6			
Belgia	BE	> 1 kV	0,00	21		1,91	21
	BE	≤ 1 kV	1,91	21			
	BE	energochłonny	0,00	21			
Grecja	EL	*	0,00	9	*	0,00	9
Francja	FR	*	0,00	19,6	*	0,00	19,6
Cypr	CY		0,00	15	*	0,00	15
Litwa	LT		0,00	19		0,00	19
W. Brytania	UK		0,00	15		0,00	15
Portugalia	PT		-	5		-	5

- stawka podstawowa: 20,50 euro/MWh,
- przemysł energochłonny: 3% stawki podstawowej, tj. 0,62 euro/MWh.

Stawki akcyzy od energii elektrycznej wynoszą odpowiednio:

- stawka podstawowa: 12,30 euro/MWh,
- branże energochłonne: zwolnione z podatku akcyzowego.

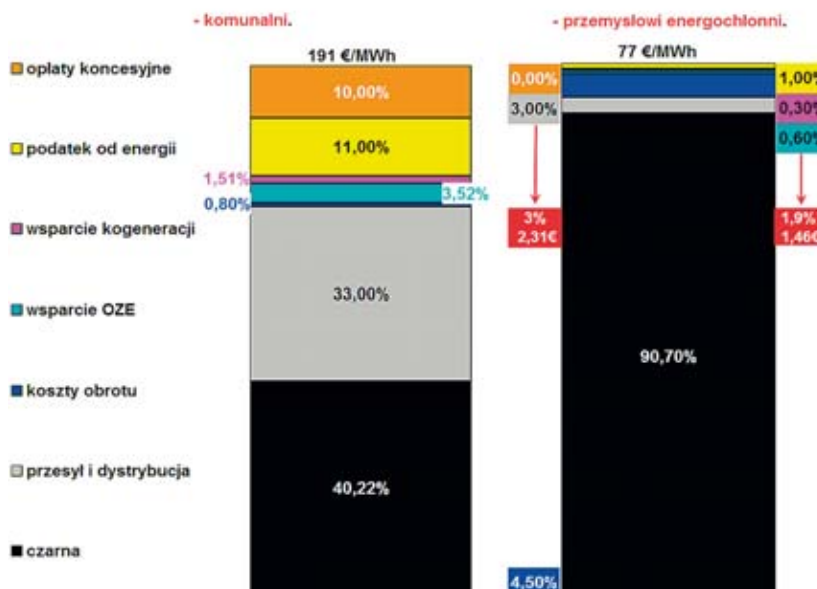
W związku z powyższym, **wysokość łącznych obciążeń podatkowych związanych z zakupem energii elektrycznej jest w przypadku niemieckich branż energochłonnych wielokrotnie niższa od kosztów ponoszonych przez polskie przedsiębiorstwa.**

□ Wspieranie rozwoju energetyki odnawialnej

W Polsce rozwój energetyki odnawialnej jest realizowany poprzez system zielonych certyfikatów. Jest on uciążliwy dla odbiorców i mało skuteczny z punktu widzenia efektywności pozyskiwanych środków. W systemie tym opłaty są wliczane w cenę energii elektrycznej sprzedawanej wszystkim odbiorcom końcowym. System nie tylko nie różnicuje źródeł z uwagi na datę ich budowy, technologię produkcji czy koszty inwestycyjne. Nie umożliwia również kontrolowania łącznych kosztów jego funkcjonowania (przyłączenia, bilansowania, rezerw systemowych).

Co najważniejsze jednak, w obecnym kształcie nie pozwala na różnicowanie kosztów, jakie generuje dla różnych grup odbiorców, w szczególności – dla odbiorców przemysłowych.

Tymczasem w Niemczech koszty wspierania produkcji energii odnawialnej są przenoszone na odbiorców poprzez tzw. „taryfy stałe”. Ich wysokość zależy od rocznego zużycia (w 2008 17% po 117 euro/MWh). Dla odbiorców energochłonnych, których koszt nabycia energii elektrycznej stanowi więcej niż 15% wartości dodanej brutto, opłata dodatko-



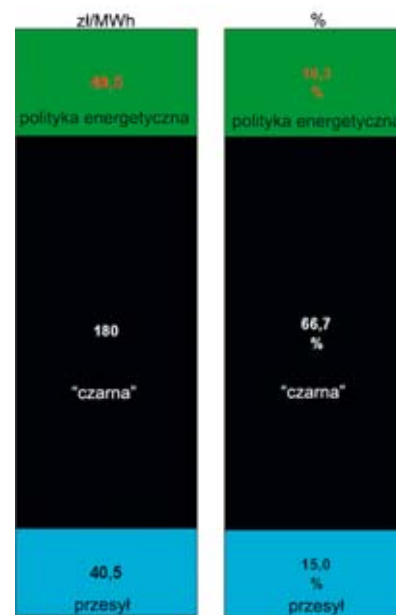
Rys. 6. Udział poszczególnych składników kosztowych w cenie EE w Niemczech

wa jest zmniejszona z 9,4 do 0,5 euro/MWh. Odbiorcy, dla których koszt nabycia energii elektrycznej jest większy niż 20% wartości dodanej brutto oraz o rocznej konsumpcji powyżej 100 GWh nie mają obowiązku uiszczania żadnej opłaty dodatkowej.

□ Wspieranie rozwoju produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu z produkcją ciepła

System wspierania rozwoju produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu z produkcją ciepła funkcjonuje na wzór systemu wspierania rozwoju energetyki odnawialnej (czerwone i żółte certyfikaty). Wadą systemu jest to, że w obecnym kształcie nie umożliwia różnicowania kosztów, jakie generuje dla różnych grup odbiorców.

W systemie niemieckim koszty wspierania produkcji energii elektrycznej w kogeneracji są przenoszone na odbiorców energii poprzez „taryfy stałe” dystrybutorów. Ich wysokość zależy od rocznego zużycia. Dla odbiorców zużywających rocznie powyżej 100 MWh opłata jest ograniczana do 0,25 euro/MWh.



Rys. 7. Podstawowe składniki kosztu energii elektrycznej wynikające z prowadzonej przez polski rząd polityki energetycznej

□ Koszty przesyłu energii

Polskie prawo teoretycznie umożliwia przedsiębiorcom energochłonnym skorzystanie z możliwości obniżania kosztów przesyłu energii elek-

trycznej. Jednak w praktyce zapisy odpowiednich aktów prawnych są martwe – w Polsce nie ma żadnej firmy spełniającej wymagane w nich warunki.

W Niemczech odbiorcy, których całkowity czas użytkowania mocy szczytowej jest większy niż 7500 godzin rocznie mają kalkulowane indywidualne stawki sieciowe. Oznacza to redukcję opłat o 40-50%.

Władze lokalne zwalniają przedsiębiorstwa dystrybucyjne z opłat koncesyjnych za użytkowanie ziemi pod dystrybucję elektryczności w zakresie dostaw energii elektrycznej poniżej średniej ceny, tj. dla przemysłów energochłonnych.

Efektom prowadzenia takiej polityki jest znaczące obniżenie kosztów energii elektrycznej u przemysłowych odbiorców energochłonnych:

- w zakresie usług przesyłowych zostały one zredukowane do 3%, tj. 2,31 euro/MWh,
- w zakresie polityki energetycznej (podatków i systemów wsparcia energetyki odnawialnej i skojarzonej) do 1,9%, tj. 1,46 euro/MWh.

W związku z powyższym, polskie przedsiębiorstwa energochłonne ponoszą koszty niewspółmiernie wysokie w porównaniu z konkurencją np. w Niemczech.

□ Konkluzje

Różnice w prowadzonej przez Polskę oraz Niemcy polityce energetycznej ilustrują wykresy 6 i 7. Rys. 6 przedstawia sytuację niemieckich przedsiębiorstw energochłonnych w porównaniu z niemieckimi odbiorcami indywidualnymi. Rys. 7 pokazuje podstawowe składniki kosztu energii elektrycznej wynikające z prowadzonej przez polski rząd polityki energetycznej.

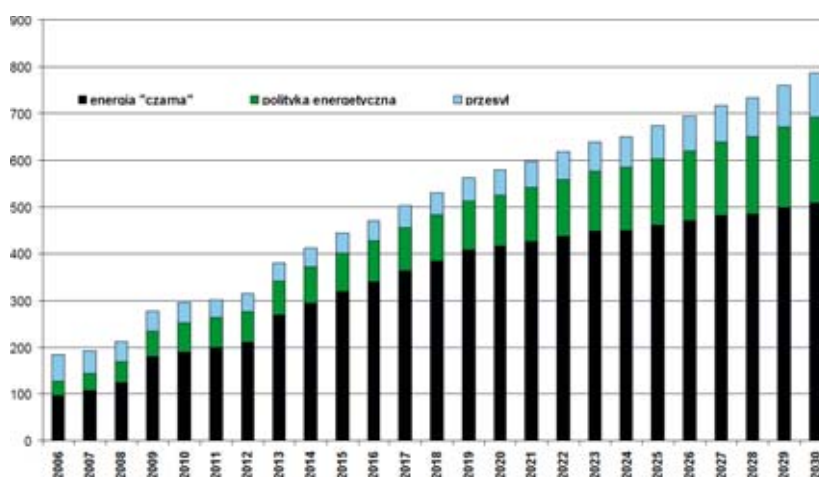
O ile w Niemczech udział różnego rodzaju obciążeń o charakterze administracyjnym oraz związanych z przesyłem nie przekracza 10% ceny energii elektrycznej nabywanej przez przedsiębiorców energochłonnych, o tyle w Polsce osiąga już 30%.

■ Polityka energetyczna – perspektywa długoterminowa

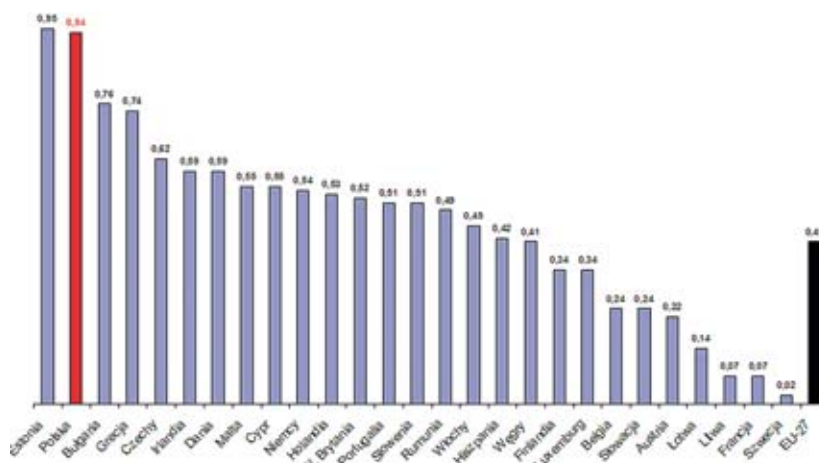
O ile obecna sytuacja polskich przedsiębiorstw nie jest optymistyczna, o tyle perspektywa średnio- i długoterminowa napawa grozą. **Utrzymanie istniejących trendów, problemy wynikające z prowadzonej przez UE polityki klimatycznej, struktura polskiego przemysłu energetycznego oparta w 95% na prostych paliwach naturalnych takich jak węgiel, mogą do 2030 r. spowodować nawet czterokrotny wzrost kosztów energii elektrycznej!**

W konsekwencji trudności związane z recesją, z którymi borykają się energochłonne zakłady przemysłowe będą się pogłębiać. Może to spowodować trwałą utratę rentowności, a w rezultacie ograniczenia i likwidację produkcji i masowe zwolnienia pracowników. W związku z tym, podjęcie radykalnych kroków przeciwdziałających drastycznym podwyżkom cen energii elektrycznej w przyszłości jest niezwykle istotne.

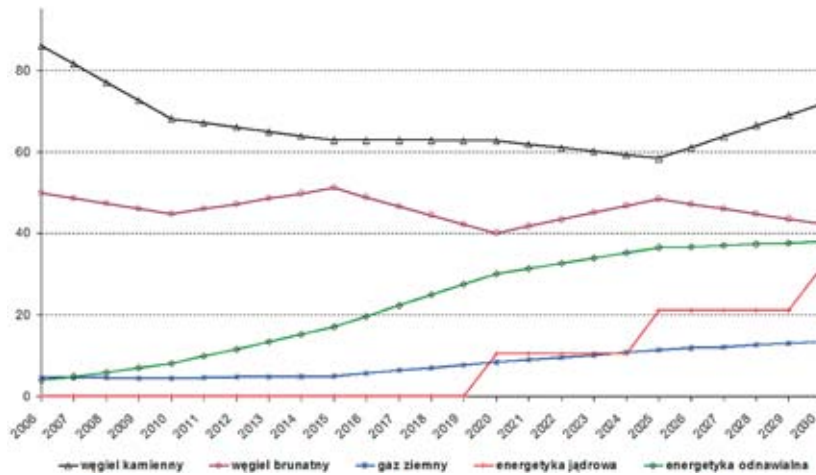
- Wpływ „nawęglenia” polskiej energetyki na koszty produkcji energii elektrycznej



Rys. 8. Wzrost kosztów energii elektrycznej dla dużych odbiorców przemysłowych w latach 2006 do 2030 – efekt realizacji „Polityki energetycznej Polski do 2030 r.”



Rys. 9. Emisyjność właściwa energetyki w krajach UE-27



Rys. 10. Struktura produkcji energii elektrycznej z różnych paliw do 2030 r. [TWh]

Struktura paliw wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej w Polsce powoduje, iż polska energetyka ma obok Estonii największą emisyjność spośród wszystkich krajów Unii Europejskiej.

Po 2013 r., kiedy uprawnienia do emisji trzeba będzie kupować na aukcjach, koszty energii elektrycznej w Polsce wzrosną znacznie powyżej średniej europejskiej.

Co prawda tempo tego wzrostu zostało spowolnione poprzez odsunięcie obowiązku zakupu 100% niezbędnych polskiej energetyce uprawnień do emisji CO₂ do 2020 r., ale już w 2014 r. będziemy ich musieli kupić tyle samo ile wynika ze średniej europejskiej (40%). Z każdym kolejnym rokiem różnica pomiędzy ilością kupowanych uprawnień w Polsce i średnią ilością przypadającą na wszystkie kraje UE będzie rosła w tempie 10% rocznie. Przy zachowaniu aktualnej struktury produkcji energii elektrycznej w 2020 r. różnica ta wyniesie 60%. **Oznacza to, iż polski odbiorca poniesie 2,5 krotnie wyższe koszty ochrony klimatu niż statystyczny odbiorca europejski!**

□ Zwiększanie produkcji energii ze źródeł odnawialnych i gazu ziemnego

Polityka energetyczna Polski do 2030 r. zakłada spadek produkcji energii

elektrycznej z węgla kamiennego i brunatnego na rzecz zwiększenia generacji ze źródeł odnawialnych, gazu i – po 2020 r. – z elektrowni jądrowych. Przewiduje również dwukrotne zwiększenie produkcji energii w wysokosprawnej kogeneracji.

Ceny energii elektrycznej produkowanej w powyższych technologiach są znacznie wyższe niż w technologiach węglowych. Prowadzona w ten sposób polityka energetyczna spowoduje znaczący wzrost kosztów energii elektrycznej „czarnej”, stanie się również przyczyną gwałtownego wzrostu kosztów wynikających z konieczności zakupu kolorowych certyfikatów.

Jeśli szybko nie nastąpi dostosowanie polskiej polityki energetycznej dedykowanej producentom energochłonnym do rozwiązań stosowanych w innych krajach UE, odbiorcy przemysłowi utracą możliwość konkurencyjności na światowych rynkach.

■ Problemy rynku energii – perspektywa do 2013 r.

Oprócz zagrożeń wynikających z nieefektywnej polityki energetycznej, istnieją problemy związane z obecnym kształtem rynku energii elektrycznej. Wynikają one między innymi z braku efektywności, przestarzałych technologii, ale również ze struktury rynku, która umożliwia przedsiębiorstwom

energetycznym nadużywanie pozycji rynkowej.

□ Brak konkurencyjnego rynku energii elektrycznej

W warunkach wolnego rynku cenę energii elektrycznej „czarnej” powinna wyznaczać swobodna gra popytu i podaży. Jednakże w warunkach polskich stworzonych w wyniku przeprowadzonej konsolidacji pionowej, rynek energii nie funkcjonuje prawidłowo. Skonsolidowane przedsiębiorstwa energetyczne dysponują bardzo dużą siłą rynkową, a wielcy przemysłowi odbiorcy energii elektrycznej zostali odsunięci od rynku hurtowego i utracili wpływ na kształtowanie cen.

Kluczową rolę w ukształtowanym po konsolidacji rynku zaczęły odgrywać przedsiębiorstwa obrotu hurtowego, które kupują energię elektryczną głównie od własnych elektrowni i sprzedają ją głównie spółkom obrotu detalicznego należącym do tej samej grupy kapitałowej.

W modelu tym nie ma miejsca dla odbiorców końcowych, którzy jeszcze do niedawna mieli możliwość zakupu energii bezpośrednio u wytwórców. Odbiorcy przemysłowi zostali zmuszeni do dokonywania zakupów u pośredników, co wymusza płacenie marży naliczanej odrębnie przez przedsiębiorstwa obrotu hurtowego i przedsiębiorstwa obrotu detalicznego.

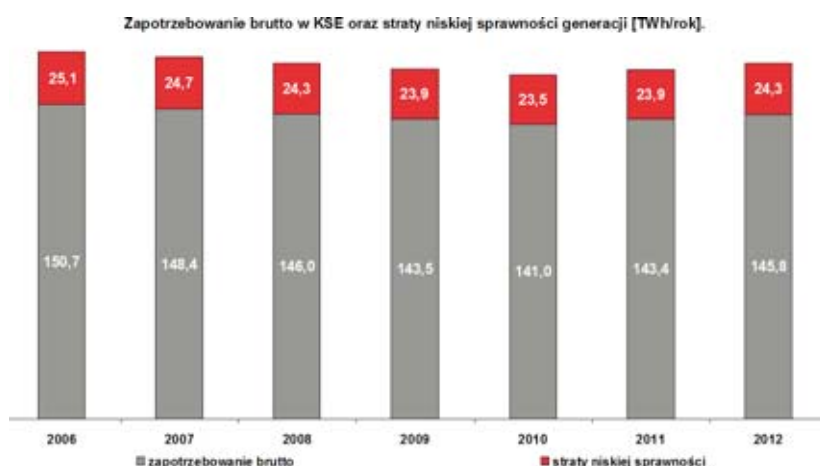
W tej sytuacji, do czasu zaistnienia na polskim rynku energii realnej konkurencji, cena energii, jako parametr kluczowy dla polskiej gospodarki, winna podlegać kontroli administracyjnej eliminującej możliwość nadużywania dominującej pozycji przedsiębiorstw energetycznych.

□ Nieuzasadniony wzrost cen energii elektrycznej „czarnej”

Od długiego czasu toczy się dyskusja nad sposobem kształtowania cen energii „czarnej”. Jako argumenty uzasadniające wzrost cen podawane są zazwyczaj:

Tab. 2. Średni koszt produkcji energii elektrycznej w Polsce w 2009 r. bez podatku akcyzowego

Produkcja i koszt produkcji	Elektrownie	węgiel kamienny	węgiel brunatny	Gaz	Σ
	GWh	93 133	51 142	3 908	148 183
	zł/MWh	158	115	240	145



Rys. 11. Straty energii „niewyprodukowanej” z powodu niskiej sprawności wytwarzania

- konieczność budowy nowych mocy wytwórczych,
- ograniczenia emisyjne i konieczność ich redukcji w efekcie międzynarodowych zobowiązań przyjętych przez Polskę,
- wzrost cen paliw (węgiła),
- niską efektywność energetyczną generującą niepotrzebne koszty.

Tymczasem w Polsce praktycznie nie prowadzi się aktualnie inwestycji powodujących odczuwalny wzrost kosztów produkcji energii elektrycznej. Istniejące elektrownie były budowane 20-40 lat temu, nie są więc obciążone dziś wysokimi kosztami finansowymi. Wzrost cen paliw oczywiście jest realnym czynnikiem wpływającym na cenę energii elektrycznej, nie uzasadnia jednak poziomu wzrostów, jakie miały miejsce w ciągu ostatnich 3 lat.

Kalkulując ceny energii elektrycznej na 2009 r., przewidywano wzrost cen węgla kamiennego z 8,0 zł/GJ do 12,0 zł/GJ, a węgla brunatnego z 6,8 do 8,5 zł/GJ w stosunku do 2008 r. Miało to

spowodować wzrosty kosztów produkcji energii elektrycznej odpowiednio o:

- 40 zł/MWh dla węgla kamiennego,
- 17 zł/MWh dla węgla brunatnego.

Tymczasem, krajowy rynek węgla kamiennego notuje transakcje na poziomie 10,5 zł/GJ.

□ Niska sprawność produkcji energii elektrycznej

Tab. 3. Koszty i utracone przychody z tytułu niskiej sprawności wytwarzania energii elektrycznej w 2009 r.

strata węgla kamiennego		emisja CO ₂		niewyprodukowana energia el.	
ilość	wartość	ilość	wartość	ilość	Wartość
8 300 tys. ton	2 250 mln zł	22 700 tys. ton	1 400 mln zł	23,9 mln MWh	4 302 mln zł

Tab. 4. Koszty z tytułu wyższych o 2,85% od średniej europejskiej strat sieciowych w 2009 r.

strata węgla kamiennego		emisja CO ₂		utracona energia elektryczna	
ilość	Wartość	ilość	wartość	ilość	wartość
1 360 tys. ton	374 mln zł	3 200 tys. ton	200 mln zł	3,4 mln MWh	612 mln zł

Polskie elektrownie produkują energię elektryczną ze sprawnością wynoszącą 36%. Jest ona istotnie niższa od średniej uzyskiwanej w UE-15. Oznacza to, iż z tej samej ilości paliwa pierwotnego produkujemy mniej energii elektrycznej (czerwone pola na wykresie).

Niska sprawność produkcji powoduje niepotrzebne koszty zarówno w związku z koniecznością spalania większej ilości węgla jak i związane z nadmierną emisją CO₂. Ogranicza przychody wytwórców z tytułu niewyprodukowanej energii elektrycznej.

□ Straty sieciowe

Polski system elektroenergetyczny cechują jedne z najwyższych w Europie straty sieciowe. Większe występują jedynie w Bułgarii, Estonii i Rumunii. Różnica w wielkości strat sieciowych w Polsce, w stosunku do średniej europejskiej wynosi 2,85%. Oznacza to, że polski odbiorca musi dopłacić do zużywanej przez siebie energii elektrycznej o 2,85% więcej niż statystyczny odbiorca w UE. Powoduje to dodatkowe koszty oszacowane w tabeli 4.

□ Duże zużycie własne sektora energetycznego

Polski sektor energetyczny cechuje się również:

- dużym zużyciem energii elektrycznej na potrzeby własne generacji i Krajowego Systemu Elektroenergetycznego,
- znacznym zużyciem energii (jako odbiorca końcowy).

Wszystkie wymienione powyżej czynniki powodują, iż przy krajowym zużyciu na poziomie 120 mln MWh generacja musi być wyższa o ponad 25%.

Wszystkie koszty wynikające z nieefektywności polskiego sektora energetycznego przenoszone są bezpośrednio na odbiorców.

■ Rekomendacje

1. Najważniejszym działaniem koniecznym dla ocalenia energochłonnych branż polskiego przemysłu jest wprowadzenie rozwiązań stosowanych przez kraje UE-15 w celu wyrównania szans polskich przedsiębiorstw w konkurencji z firmami z UE:
 - zwolnienie lub obniżka podatku akcyzowego od energii elektrycznej dla zakładów energochłonnych,
 - zmiana warunków uprawniających do korzystania z obniżonych stawek opłaty systemowej i przejściowej,
 - ograniczenie wolumenów obowiązkowych zakupów kolorowych certyfikatów.

2. Konieczne jest podjęcie działań mających na celu zmniejszenie negatywnych skutków polityki klimatycznej Unii Europejskiej na energochłonne branże przemysłu poprzez:
 - przydział darmowych uprawnień do emisji CO₂,
 - wynegocjowanie takich zasad benchmarkingu w oparciu o które będą przyznawane limity darmowych uprawnień, które uwzględnią specyfikę polskiej energetyki polegającą na jej 95% „nawęgleniu”.

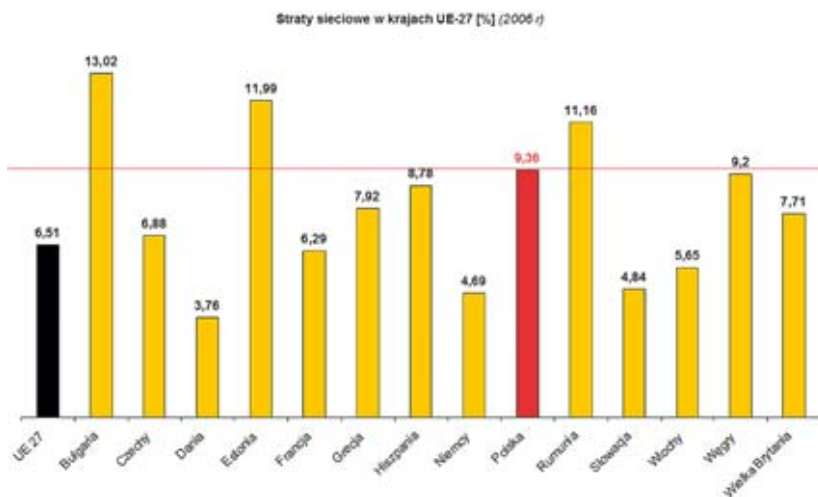
3. Niezbędna jest zmiana zasad prowadzenia obrotu energią elektryczną poprzez:
 - zlikwidowanie barier formalnych i stworzenie warunków umożliwiających dostęp do obrotu hurtowego odbiorców przemysłowych,
 - zwiększenie płynności, transparentności i przejrzystości Rynku Energii Elektrycznej
 - wprowadzenie obligatoryjnego obrotu giełdowego.

4. Konieczne jest również wyposażenie prezesa URE w narzędzia umożliwiające skuteczne działanie w przypadku zaistnienia zagrożeń wynikających z nierównowagi rynkowej.

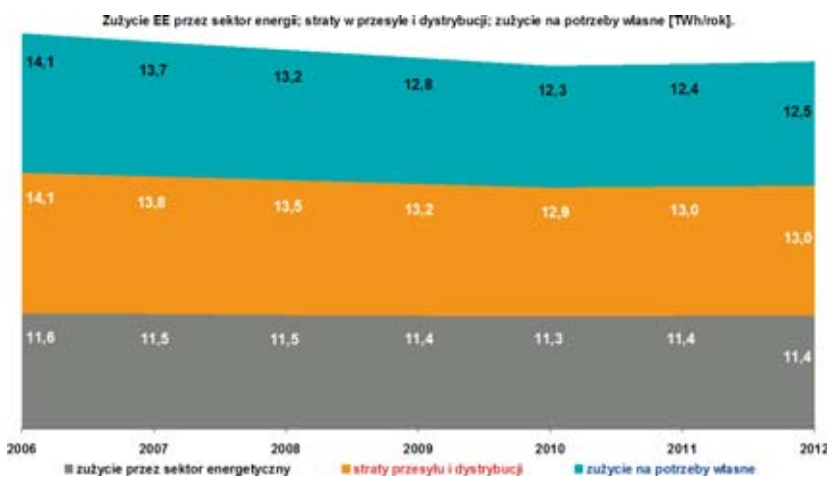
5. W celu budowania otwartego i konkurencyjnego rynku energii wskazana jest rozbudowa połączeń transgranicznych z Litwą, Niemcami, Czechami i Słowacją oraz modernizacja i wykorzystanie istniejących linii elektroenergetyczne łączących Polskę z Białorusią i Ukrainą.

6. Konieczne jest podjęcie działań mających na celu ograniczenie strat w przesyłach i dystrybucji poprzez modernizację infrastruktury sieciowej.

7. Należy również jak najszybciej wprowadzić ustawę o efektywności energetycznej która winna być zgodna z założeniami i celami narzeczonymi w dyrektywie 2003/96/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych.



Rys. 12. Straty sieciowe w Polsce i w innych krajach UE



Rys. 13. Straty sieciowe, zużycie własne sektora zużycie na potrzeby własne w latach 2006 do 2012