

Ministerstwo Gospodarki

PROGNOZA ZAPOTRZEBOWANIA NA PALIWA I ENERGIĘ DO 2030 ROKU

Załącznik 2.

do projektu „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku”

SPIS TREŚCI

1. ZAŁOŻENIA PROGNOZY	3
2. METODYKA SPORZĄDZENIA PROGNOZY	8
3. WYNIKI PROGNOZY	9
3.1. ZAPOTRZEBOWANIE NA ENERGIĘ FINALNĄ	9
3.2. ZAPOTRZEBOWANIE NA ENERGIĘ PIERWOTNĄ.....	10
3.3. ZAPOTRZEBOWANIE NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ	11
3.4. PROGNOZA CEN ENERGII ELEKTRYCZNEJ I CIEPŁA SIECIOWEGO.....	14
3.5. ENERGOCHŁONNOŚĆ GOSPODARKI.....	14
3.6. EMISJE SO ₂ , NO _x , PYŁÓW I CO ₂ ZE SPALANIA PALIW.....	15

1. Założenia prognozy

Założenia strategiczne

W prognozie założono realizację podstawowych kierunków polityki energetycznej Polski, uwzględniających wymagania Unii Europejskiej:

- poprawę efektywności energetycznej;
- wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii;
- dywersyfikacja struktury wytwarzania energii elektrycznej poprzez wprowadzenie energetyki jądrowej,
- rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w tym biopaliw;
- rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii;
- ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko.

W zakresie efektywności energetycznej uwzględniono następujące, istotne dla prognozy, cele polityki energetycznej:

- dążenie do utrzymania zeroenergetycznego wzrostu gospodarczego, tj. rozwoju gospodarki następującego bez wzrostu zapotrzebowania na energię pierwotną;
- konsekwentne zmniejszanie energochłonności polskiej gospodarki do poziomu UE-15.

Przewidziano zastosowanie oraz oceniono wpływ na zapotrzebowanie na energię istniejących rezerw efektywności wynikających z reformy rynkowej gospodarki oraz dodatkowych instrumentów zwiększania efektywności energetycznej, m. in.:

- rozszerzenia stosowania audytów energetycznych;
- wprowadzenia systemów zarządzania energią w przemyśle;
- wprowadzenia zrównoważonego zarządzania ruchem i infrastrukturą w transporcie;
- wprowadzenia standardów efektywności energetycznej dla budynków i urządzeń powszechnego użytku;
- intensyfikacji wymiany oświetlenia na energooszczędne;
- wprowadzenia systemu białych certyfikatów.

W obszarze bezpieczeństwa dostaw paliw i energii:

- generalnie uwzględniono realizację strategicznego kierunku, jakim jest dywersyfikacja zarówno nośników energii pierwotnej, jak i kierunków dostaw tych nośników, a także rozwój wszystkich dostępnych technologii wytwarzania energii o racjonalnych kosztach, zwłaszcza energetyki jądrowej jako istotnej technologii z zerową emisją gazów cieplarnianych i małą wrażliwością na wzrost cen paliwa jądrowego;
- przyjęto, że krajowe zasoby węgla kamiennego i brunatnego pozostaną ważnymi stabilizatorami bezpieczeństwa energetycznego kraju. Założono odbudowę wycofywanych z eksploatacji węglowych źródeł energii na tym samym paliwie w okresie do 2017 r. oraz budowę części elektrociepłowni systemowych na węgiel kamienny. Jednocześnie nie nakładano ograniczeń na wzrost udziału gazu w elektroenergetyce, zarówno w jednostkach gazowych do wytwarzania energii

elektrycznej w kogeneracji z ciepłem oraz w źródłach szczytowych i rezerwie dla elektrowni wiatrowych.

Zgodnie z przewidywanym wymaganiami Unii Europejskiej założono wzrost udziału energii odnawialnej w strukturze energii finalnej do 15% w roku 2020 oraz osiągnięcie w tym roku 10% udziału biopaliw w rynku paliw transportowych. Dodatkowo założono ochronę lasów przed nadmiernym pozyskiwaniem biomasy oraz zrównoważone wykorzystanie obszarów rolniczych do wytwarzania energii odnawialnej, w tym biopaliw, tak aby nie doprowadzić do konkurencji pomiędzy energetyką odnawialną i rolnictwem.

Założono skuteczne funkcjonowanie rynków paliw i energii oraz systemu regulacji działalności przedsiębiorstw energetycznych, co umożliwiło zastosowanie w modelu obliczeniowym symulacji racjonalnego zachowania odbiorców przy wyborze dostawców energii.

W dziedzinie ochrony środowiska przyjęto generalne założenia uwzględniające:

- opłaty za emisję CO₂ zgodnie z ustaleniami Rady Europejskiej i Parlamentu z grudnia 2008 r.,
- ograniczenia emisji SO₂ i NO_x do poziomów wynikających z obecnych regulacji międzynarodowych,
- rozwój niskoemisyjnych technologii wytwarzania energii oraz źródeł skojarzonych i rozproszonych.

Prognoza makroekonomiczna

Przyjęto projekcję rozwoju gospodarczego do 2030 r. opracowaną przez Instytut Badań nad Gospodarką Rynkową w 2007 r. do której wprowadzono korektę, wynikającą z obecnego kryzysu finansowego i przewidywanego spowolnienia gospodarki w najbliższych latach. Uwzględniono niższe tempo wzrostu PKB w okresie 2008- 2011, a mianowicie: w 2008 r. – 4,8% (wstępne szacunki GUS), w 2009 r. – 1,7%, 2010 r. – 2,4% i 2011 r. – 3,0% oraz stopniowo większe wzrosty w latach 2012-2020, aby w latach 2020 – 2030 poziom PKB był zgodny z prognozą IBnGR (Tabela 1).

Tabela 1. Synteza prognozy dynamiki zmian Produktu Krajowego Brutto i wartości dodanej

	2007- 2010	2011- 2015	2016- 2020	2021- 2025	2026- 2030	2007- 2030
PKB	103,9	105,8	105,2	105,7	104,6	105,1
Wartość dodana	103,7	105,6	105,0	105,4	104,4	104,9

Założono że najszybciej rozwijającym się sektorem gospodarki w Polsce w okresie prognozy będą usługi (Tabela 2), których udział w wartości dodanej wzrośnie z 51,7% w 2006 r. do 65,8% w 2030 r. Udział przemysłu w wartości dodanej zmniejszy się z 25,1% w roku 2006 do 19,3% w roku 2030. Budownictwo utrzyma w tym samym czasie swój udział na poziomie około 6%. Nieznacznie zmniejszy się udział transportu, a udział rolnictwa spadnie z 4,2% do około 2,2%.

Tabela 2. Udział wybranych sektorów w wartości dodanej ogółem (w procentach)

	2006 ^{*)}	2010	2015	2020	2025	2030
Przemysł	25,1	23,2	22,1	21,3	20,8	19,3
Rolnictwo	4,2	4,9	3,9	3,5	2,6	2,2
Transport	7,2	6,9	7,2	6,8	6,7	6,4
Budownictwo	6,4	7,4	6,3	8,5	7,2	6,4
Usługi	57,1	57,6	60,4	59,9	62,7	65,8

^{*)} dane statystyczne

Prognoza cen paliw i podatków na energię

Założono, że ceny paliw importowanych do Polski, po okresie korekty w latach 2009-10, będą wzrastać w umiarkowanym tempie (Tabela 3). Dodatkowo założono, że ceny krajowe rodzimego węgla kamiennego osiągną poziom cen importowych w 2010 r.

Tabela 3. Prognoza cen paliw podstawowych w imporcie do Polski (ceny stałe w USD roku 2007)

	Jednostka	2007 ^{*)}	2010	2015	2020	2025	2030
Ropa naftowa	USD/ boe	68,5	89,0	94,4	124,6	121,8	141,4
Gaz ziemny	USD/1000m ³	291,7	406,9	376,9	435,1	462,5	488,3
Węgiel energetyczny	USD/t	101,3	140,5	121,0	133,5	136,9	140,3

^{*)} dane statystyczne

Opodatkowanie nośników energii będzie dostosowane do wymagań Unii Europejskiej. Podatki na paliwa węglowodorowe i energię będą odzwierciedlać obecną strukturę i będą rosnać z inflacją. Podatek akcyzowy zostanie nałożony również na węgiel i koks oraz gaz ziemny, z jednoczesnym zwolnieniem węgla i koksu od akcyzy do dnia 1 stycznia 2012 r. oraz gazu ziemnego do dnia 31 października 2013 roku¹.

Dostępność nośników energii pierwotnej

Mimo ograniczonego krajowego potencjału wydobywczego węgla kamiennego w złożach operatywnych nie zakładano ograniczeń możliwości dostaw tego nośnika energii wobec dużych zasobów światowych. Analogicznie nie zakładano ograniczeń w możliwościach importu ropy i gazu ziemnego. W perspektywie prognozy uwzględniono potencjał wydobywczy węgla brunatnego istniejących kopalń oraz perspektywicznych zasobów tego węgla w złożu Gubin. Przyjęto, że złożo Legnica nie będzie eksploatowane do 2030 r.

¹ Ustawa z dnia 06.12.2008 o podatku akcyzowym. Dziennik Ustaw 2009 nr 3, poz.11

Założono, że na rynku światowym paliwo jądrowe będzie powszechnie dostępne, zarówno w zakresie dostaw rudy uranowej, jak i zdolności przerobczych zakładów wzbogacania, a także potencjału produkcyjnego elementów paliwowych do reaktorów wodnych.

W realizacji obowiązków Polski, przewidzianych w projekcie dyrektywy o rozwoju energetyki odnawialnej uwzględniono zasoby energetyki odnawialnej w Polsce, w tym przede wszystkim energii wiatru oraz biomasy (uprawy energetyczne, odpady rolnicze, przemysłowe i leśne oraz biogaz). Uwzględniono energię geotermalną w zakresie, który może stanowić racjonalny potencjał energii odnawialnej do produkcji ciepła.

Przyjęto założenie, że saldo wymiany energii elektrycznej z zagranicą będzie zerowe.

Wymaganie ekologiczne

W prognozie założono pełną realizację modernizacji technicznej i ekologicznej urządzeń wytwórczych energetyki zawodowej i przemysłowej dla dotrzymania norm emisji pyłu, dwutlenku siarki i tlenków azotu zgodnych z rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 20 grudnia 2005 r. w sprawie standardów emisyjnych z instalacji spalania paliw (Dz. U. Nr 260 poz. 2181). Uwzględniono okresy przejściowe uzyskane w wyniku negocjacji z Unią Europejską, zawarte w Traktacie Akcesyjnym do UE oraz pułapy emisji dla wszystkich źródeł objętych Dyrektywą LCP. Założono dotrzymanie norm emisji z pojazdów silnikowych oraz zawartości siarki w paliwach transportowych i olejach opałowych, wymaganych przez przepisy Unii Europejskiej.

W odniesieniu do emisji CO₂ dla obiektów energetycznych objętych systemem ETS (Emission Trading Scheme) w okresie do 2012 r. przewidziano przydział bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂ w zakresie określonym decyzją Komisji Europejskiej z dnia 26 marca 2007 r. i rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 1 lipca 2008 r. w sprawie przyjęcia Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień do emisji dwutlenku węgla na lata 2008–2012 dla wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji (Dz. U. Nr 202 poz. 1248). W tym okresie przewidziano zakup brakujących uprawnień na rynku ETS po prognozowanej cenie w wysokości 25 €/tCO₂.

Dla okresu po 2013 r. - zgodnie z propozycjami zawartymi w Pakiecie Klimatyczno-Energetycznym i ustaleniach Rady Europejskiej z 11-12 grudnia 2008 r. a także w ustaleniach Parlamentu Europejskiego dotyczących korekty dyrektywy o handlu emisjami z dnia 17 grudnia 2008 r. - założono, że:

- dla źródeł energii elektrycznej istniejących i których budowę rozpoczęto przed końcem 2008 r., wystąpi stopniowo zwiększający się obowiązek zakupu uprawnień do emisji CO₂ na aukcjach od poziomu 30% w 2013 r. do 100% w 2020 r.; przyjęto, że tempo wzrostu tego obowiązku wynosić będzie 1% rocznie;
- elektroenergetyka spełni warunki niezbędne do uzyskania zgody Komisji Europejskiej na odstępstwo od pełnego obowiązku zakupu uprawnień dla istniejących i budowanych źródeł realizując przedsięwzięcia zmniejszające emisję CO₂ o kosztach porównywalnych do wartości uprawnień, na które uzyskano derogacje;
- dla nowych źródeł energii elektrycznej wystąpi obowiązek zakupu uprawnień na 100 % emisji CO₂;

- będą zapewnione bezpłatne uprawnienia do emisji CO₂ dla wytwarzanie ciepła sieciowego w skojarzeniu w obiektach elektroenergetyki i instalacjach wysokosprawnej kogeneracji wytwarzających ciepło na potrzeby ciepłownictwa;
- w pozostałych obiektach wystąpi obowiązek nabywania uprawnień dla wytwarzania ciepła sieciowego wzrastający do 100% w 2027 r.

Założono, że po 2012 r. ceny uprawnień do emisji CO₂ na aukcjach będą się kształtować na poziomie ok. 60 €/tCO₂.

Zdeterminowane ubytki i przyrosty mocy wytwórczych w elektroenergetyce

W bilansie mocy uwzględniono prognozowane przez przedsiębiorstwa energetyczne wycofania (Tabela 4) oraz zdeterminowane przyrosty i odtworzenia mocy wytwórczych w elektrowniach systemowych (Tabela 5).

Tabela 4. Planowane i prognozowane wycofania wytwórczych mocy brutto w elektrowniach systemowych [MW]

	2008-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030
Ogółem	570/1702r	2898/4204r	4125	2805	4527
Węgiel kamienny	330/222r	1825/444r	2785	2805	4527
Węgiel brunatny	240/1480r	1073/3760r	1340	-	-

r – odstawienia do głębokiej modernizacji

Tabela 5. Zdeterminowane przyrosty/odtworzenia wytwórczych mocy brutto w elektrowniach systemowych [MW]

	2008-2010	2011-2015	2016-2020
Ogółem	1778/992z	1980/5332z	2600
Węgiel kamienny	460/232z	1380/1392z	1700
Węgiel brunatny	1318/760z	-/3940z	500
Gaz ziemny	-	200	400

z – jednostki po zmodernizowaniu

Założenia technologiczne w elektroenergetyce

W doborze optymalnej struktury nowych systemowych źródeł energii elektrycznej uwzględniono technologie, które obecnie występują w publikowanych ofertach komercyjnych. W obliczeniach modelowych dla jednostek węglowych przewidziano koszty zakupu uprawnień do emisji CO₂. W okresie prognozy nie przewidziano oddania do eksploatacji elektrowni z instalacjami CCS poza obiektami demonstracyjnymi. Dla jednostek jądrowych przyjęto, że będą wyposażone w reaktory wodne III generacji. Założono, że pierwszy blok EJ będzie można oddać do eksploatacji nie wcześniej niż w 2020 r.

Pomiędzy uruchomieniami kolejnych jednostek jądrowych przewidziano minimalne okresy trzech lat.

W prognozie założono rozwój wysokosprawnej kogeneracji ciepła i energii elektrycznej w elektrociepłowniach zawodowych, przemysłowych, elektrociepłowniach lokalnych. Przyjęto, że nadal będzie funkcjonował system wsparcia kogeneracji w oparciu o "czerwone" certyfikaty. Dodatkowo przyjęto, że:

- wzrost zapotrzebowania na ciepło w przemyśle będzie pokryty w ok. 60% przez wzrost produkcji ciepła wytwarzanego w kogeneracji w elektrociepłowniach przemysłowych oraz w ok. 40% przez rozwój ciepłowni na gaz i biomasę oraz zakup ciepła sieciowego stosownie do kryteriów ekonomicznych;
- wzrost zapotrzebowania na ciepło sieciowe w pozostałych sektorach gospodarki będzie przede wszystkim pokryty przez kogenerację, przy czym założono, że średnioroczny przyrost mocy elektrociepłowni zawodowych nie przekroczy 200 MWe.

2. Metodyka sporządzenia prognozy

W opracowaniu prognozy energetycznej przyjęto metodykę stosowaną na świecie w badaniach energetycznych, w której za generalną siłę sprawczą wzrostu zapotrzebowania na energię jest uznawany wzrost gospodarczy, opisany za pomocą zmiennych makroekonomicznych.

Do opracowania prognozy zapotrzebowania na energię użyteczną zastosowano model zużycia końcowego (end-use) o nazwie MAED. W modelu tym są tworzone projekcje zapotrzebowania na energię użyteczną, dla każdego kierunku użytkowania energii w ramach każdego sektora gospodarki.

Wyniki modelu MAED są wsadem do symulacyjnego modelu energetyczno-ekologicznego BALANCE, który wyznacza zapotrzebowanie na energię finalną w podziale na poszczególne nośniki oraz krajowe bilanse energii i wielkości emisji zanieczyszczeń. Istotą tego modelu jest podejście rynkowe: symuluje się działanie każdego rodzaju producentów i każdego rodzaju konsumentów energii na rynku energii. Wynikiem działania modelu BALANCE jest najbardziej prawdopodobna projekcja przyszłego stanu gospodarki energetycznej przy przyjętych założeniach i warunkach brzegowych dotyczących cen paliw pierwotnych, polityki energetycznej państwa, postępu technologicznego oraz ograniczeń w dostępie do nośników energii, a także ograniczeń czasowych w procesach inwestycyjnych.

Projekcję zapotrzebowania na poszczególne nośniki energii finalnej sporządzono przy założeniu kontynuacji reformy rynkowej w gospodarce narodowej i w sektorze energetycznym z uwzględnieniem dodatkowych działań efektywnościowych przewidzianych w Dyrektywie 2006/32/WE i w Zielonej Księdze w sprawie Racjonalizacji Zużycia Energii. Wzięto również pod uwagę projekt ustawy o efektywności energetycznej.

Prognozę struktury systemowych źródeł energii elektrycznej o najmniejszych zdyskontowanych kosztach wytwarzania wyznaczono za pomocą modelu WASP IV. Przyjęto realną stopę dyskonta na poziomie 7,5%.

3. Wyniki prognozy

3.1. Zapotrzebowanie na energię finalną

Prognozowany wzrost zużycia energii finalnej w horyzoncie prognozy (Tabela 6) wynosi ok. 29%, przy czym największy wzrost 90% przewidywany jest w sektorze usług. W sektorze przemysłu ten wzrost wyniesie ok. 15%.

W horyzoncie prognozy przewiduje się wzrost finalnego zużycia energii elektrycznej o 55%, gazu o 29%, ciepła sieciowego o 50%, produktów naftowych o 27%, energii odnawialnej bezpośredniego zużycia o 60% (Tabela 7). Tak duży wzrost zużycia energii odnawialnej wynika z konieczności spełnienia wymagań Pakietu Energetyczno Klimatycznego.

Tabela 6. Zapotrzebowanie na energię finalną w podziale na sektory gospodarki [Mtoe]

	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Przemysł	20,9	18,2	19,0	20,9	23,0	24,0
Transport	14,2	15,5	16,5	18,7	21,2	23,3
Rolnictwo	4,4	5,1	4,9	5,0	4,5	4,2
Usługi	6,7	6,6	7,7	8,8	10,7	12,8
Gospodarstwa domowe	19,3	19,0	19,1	19,4	19,9	20,1
RAZEM	65,5	64,4	67,3	72,7	79,3	84,4

Tabela 7. Zapotrzebowanie na energię finalną w podziale na nośniki [Mtoe]

	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Węgiel	12,3	10,9	10,1	10,3	10,4	10,5
Produkty naftowe	21,9	22,4	23,1	24,3	26,3	27,9
Gaz ziemny	10,0	9,5	10,3	11,1	12,2	12,9
Energia odnawialna	4,2	4,6	5,0	5,9	6,2	6,7
Energia elektryczna	9,5	9,0	9,9	11,2	13,1	14,8
Ciepło sieciowe	7,0	7,4	8,2	9,1	10,0	10,5
Pozostałe paliwa	0,6	0,5	0,6	0,8	1,0	1,2
RAZEM	65,5	64,4	67,3	72,7	79,3	84,4

Zapotrzebowanie na energię finalną wytwarzaną ze źródeł odnawialnych przedstawiono odrębnie w Tabeli 8. w rozbiciu na energię elektryczną, ciepło oraz paliwa transportowe. Prognozuje się wzrost wszystkich nośników energii ze źródeł odnawialnych w rozpatrywanym okresie (energii elektrycznej niemal dziesięciokrotnie, ciepła prawie dwukrotnie oraz paliw ciekłych dwudziestokrotnie).

Tabela 8. Zapotrzebowanie na energię finalną brutto z OZE w podziale na rodzaje energii [ktoe]

	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Energia elektryczna	370,6	715,0	1516,1	2686,6	3256,3	3396,3
<i>Biomasa stała</i>	159,2	298,5	503,2	892,3	953,0	994,9
<i>Biogaz</i>	13,8	31,4	140,7	344,5	555,6	592,6
<i>Wiatr</i>	22,0	174,0	631,9	1178,4	1470,0	1530,0
<i>Woda</i>	175,6	211,0	240,3	271,4	276,7	276,7
<i>Fotowoltaika</i>	0,0	0,0	0,0	0,1	1,1	2,1
Ciepło	4312,7	4481,7	5046,3	6255,9	7048,7	7618,4
<i>Biomasa stała</i>	4249,8	4315,1	4595,7	5405,9	5870,8	6333,2
<i>Biogaz</i>	27,1	72,2	256,5	503,1	750,0	800,0
<i>Geotermia</i>	32,2	80,1	147,5	221,5	298,5	348,1
<i>Słoneczna</i>	3,6	14,2	46,7	125,4	129,4	137,1
Biopaliwa transportowe	96,9	549,0	884,1	1444,1	1632,6	1881,9
<i>Bioetanol cukro-skrobiowy</i>	61,1	150,7	247,6	425,2	443,0	490,1
<i>Biodiesel z rzepaku</i>	35,8	398,3	636,5	696,8	645,9	643,5
<i>Bioetanol II generacji</i>	0,0	0,0	0,0	210,0	240,0	250,0
<i>Biodiesel II generacji</i>	0,0	0,0	0,0	112,1	213,0	250,0
<i>Biowodór</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	90,8	248,3
OGÓŁEM Energia finalna brutto z OZE	4780	5746	7447	10387	11938	12897
Energia finalna brutto	61815	61316	63979	69203	75480	80551
% udziału energii odnawialnej	7,7	9,4	11,6	15,0	15,8	16,0

Spełnienie celu polityki energetycznej, w zakresie 15% udziału energii odnawialnej w strukturze energii finalnej brutto² w 2020 r. jest wykonalne pod warunkiem przyspieszonego rozwoju wykorzystania wszystkich rodzajów źródeł energii odnawialnej, a w szczególności energetyki wiatrowej. Dodatkowy cel zwiększenia udziału OZE do 20% w 2030 r. w zużyciu energii finalnej w kraju, który jest zawarty w projekcie polityki energetycznej, nie będzie możliwy do zrealizowania ze względu na naturalne ograniczenia tempa rozwoju tych źródeł.

Udział biopaliw w zużyciu benzyny i oleju napędowego w 2020 r. wyniesie 10% i ok. 10,4% w 2030 r.

3.2. Zapotrzebowanie na energię pierwotną

Prognozowany wzrost zapotrzebowania na energię pierwotną w okresie do 2030 r. wynosi ok. 21% (Tabela 9), przy czym wzrost ten nastąpi głównie po 2020 r. ze względu na wyższe bezwzględnie przewidywane wzrosty PKB oraz wejście elektrowni jądrowych o niższej

² Energia finalna brutto została zdefiniowana w propozycji Komisji Europejskiej nowej dyrektywy OZE jako: finalne zużycie nośników energii na potrzeby energetyczne + straty energii elektrycznej i ciepła w przesyłce i dystrybucji + zużycie własne energii elektrycznej do produkcji energii elektrycznej + zużycie własne ciepła do produkcji ciepła

sprawności wytwarzania energii elektrycznej niż w źródłach węglowych. Jest zatem możliwe utrzymanie zeroenergetycznego wzrostu gospodarczego do ok. roku 2020, po którym należy się liczyć z umiarkowanym wzrostem zapotrzebowania na energię pierwotną.

Założone ceny uprawnień do emisji gazów cieplarnianych na poziomie 60 €/tCO₂ powodują, że w strukturze nośników energii pierwotnej nastąpi spadek zużycia węgla kamiennego o ok. 16,5% i brunatnego o 23%, a zużycie gazu wzrośnie o ok. 40%. Wzrost zapotrzebowania na gaz jest spowodowany przewidywanym cywilizacyjnym wzrostem zużycia tego nośnika przez odbiorców finalnych, przewidywanym rozwojem wysokosprawnych źródeł w technologii parowo-gazowej oraz koniecznością budowy źródeł gazowych w elektroenergetyce w celu zapewnienia mocy szczytowej i rezerwowej dla elektrowni wiatrowych.

Udział energii odnawialnej w całkowitym zużyciu energii pierwotnej wzrośnie z poziomu ok. 5% w 2006 r. do 12% w 2020 r. i 12,4% w 2030 r.

W związku z przewidywanym rozwojem energetyki jądrowej, w 2020 r. w strukturze energii pierwotnej pojawi się energia jądrowa, której udział w całości energii pierwotnej osiągnie w roku 2030 około 6,5%.

Tabela 9. Zapotrzebowanie na energię pierwotną w podziale na nośniki [Mtoe, jednostki naturalne]

	Jedn.	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Węgiel brunatny ^{*)}	Mtoe	12,6	11,22	12,16	9,39	11,21	9,72
	mln ton	59,4	52,8	57,2	44,2	52,7	45,7
Węgiel kamienny ^{**)}	Mtoe	43,8	37,9	35,3	34,6	34,0	36,7
	mln ton	76,5	66,1	61,7	60,4	59,3	64,0
Ropa i produkty naftowe	Mtoe	24,3	25,1	26,1	27,4	29,5	31,1
	mln ton	24,3	25,1	26,1	27,4	29,5	31,1
Gaz ziemny ^{***)}	Mtoe	12,3	12,0	13,0	14,5	16,1	17,2
	mld m ³	14,5	14,1	15,4	17,1	19,0	20,2
Energia odnawialna	Mtoe	5,0	6,3	8,4	12,2	13,8	14,7
Pozostałe paliwa	Mtoe	0,7	0,7	0,9	1,1	1,4	1,6
Paliwo jądrowe	Mtoe	0,0	0	0	2,5	5,0	7,5
Eksport energii elektrycznej	Mtoe	-0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
RAZEM ENERGIA PIERWOTNA	Mtoe	97,8	93,2	95,8	101,7	111,0	118,5

^{*)} – wartość opałowa węgla brunatnego 8,9 MJ/kg

^{**)} – wartość opałowa węgla kamiennego 24 MJ/kg

^{***)} – wartość opałowa gazu ziemnego 35,5 MJ/m³

3.3. Zapotrzebowanie na energię elektryczną

Krajowe zapotrzebowanie brutto na energię elektryczną w podziale na składowe zostało przedstawione w Tabeli 10. Przewiduje się umiarkowany wzrost finalnego zapotrzebowania na energię elektryczną z poziomu ok. 111 TWh w 2006 r. do ok. 172 TWh w 2030 r., tzn.

o ok. 55%, co jest spowodowane przewidywanym wykorzystaniem istniejących jeszcze rezerw transformacji rynkowej i działań efektywnościowych w gospodarce. Zapotrzebowanie na moc szczytową wzrośnie z poziomu 23,5 MW w 2006 r. do ok. 34,5 MW w 2030 r. Zapotrzebowanie na energię elektryczną brutto wzrośnie z poziomu ok. 151 TWh w 2006 r. do ok. 217 TWh w 2030 r.

Tabela 10. Krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną [TWh]

	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Energia finalna	111,0	104,6	115,2	130,8	152,7	171,6
Sektor energii	11,6	11,3	11,6	12,1	12,7	13,3
Straty przesyłu i dystrybucji	14,1	12,9	13,2	13,2	15,0	16,8
Zapotrzebowanie netto	136,6	128,7	140,0	156,1	180,4	201,7
Potrzeby własne	14,1	12,3	12,8	13,2	14,2	15,7
Zapotrzebowanie brutto	150,7	141,0	152,8	169,3	194,6	217,4

Wymagania ekologiczne powodują, że w optymalnej kosztowo strukturze źródeł energii elektrycznej pojawiają się elektrownie jądrowe (Tabele 11 - 13), których tempo rozwoju jest ograniczone względami organizacyjno technicznymi. Założono, że pierwszy blok jądrowy pojawia się w roku 2020. Do 2030 r. powinny pracować trzy bloki jądrowe o sumarycznej mocy netto 4500 MW (4800 MW brutto).

Osiągnięcie celów unijnych w zakresie energii odnawialnej wymagać będzie produkcji energii elektrycznej brutto z OZE w 2020 r. na poziomie ok. 31 TWh, co będzie stanowić 18,4% produkcji całkowitej, a w 2030 r. - poziom 39,5 TWh, co oznacza ok. 18,2% produkcji całkowitej. Największy udział będzie stanowić energia z elektrowni wiatrowych – w 2030 r. ok. 18 TWh, co będzie stanowić ok. 8,2% przewidywanej produkcji całkowitej brutto.

Produkcja energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji będzie wzrastać z poziomu 24,4 TWh w 2006 r. do 47,9 TWh w 2030 r. Udział produkcji energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji w krajowym zapotrzebowaniu na energię elektryczną brutto wzrośnie z poziomu 16,2% w 2006 r. do 22% w 2030 r.

Tabela 11. Produkcja energii elektrycznej netto w podziale na paliwa [TWh]

	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Węgiel kamienny	86,1	68,2	62,9	62,7	58,4	71,8
Węgiel brunatny	49,9	44,7	51,1	40,0	48,4	42,3
Gaz ziemny	4,6	4,4	5,0	8,4	11,4	13,4
Produkty naftowe	1,6	1,9	2,5	2,8	2,9	3,0
Paliwo jądrowe	0,00	0,00	0,00	10,5	21,1	31,6
Energia odnawialna	3,9	8,0	17,0	30,1	36,5	38,0
Wodne pompowe	0,97	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Odpady	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7
RAZEM	147,7	128,7	140,1	156,1	180,3	201,8
Udział energii z OZE [%]	2,7	6,2	12,2	19,3	20,2	18,8

Tabela 12. Zużycie paliw do produkcji energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu [ktoe]

	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Węgiel kamienny	25084	20665	18897	17722	16327	18331
Węgiel brunatny	12517	11091	12036	9266	11095	9615
Gaz ziemny	961	970	1094	1623	2114	2473
Produkty naftowe	533	591	732	791	806	837
Energia jądrowa	0	0	0	2515	5030	7546
Energia odnawialna	703	1461	2912	5128	5995	6212
- Wodna	174	209	239	270	275	275
- Wiatrowa	22	174	632	1178	1470	1530
- Biomasa	458	943	1566	2693	2749	2805
- Biogaz	48	135	475	986	1500	1600
- Sloneczna	0	0	0	0	1	2
Odpady	144	154	162	168	185	201
Razem zużycie paliw	39942	34933	35832	37213	41552	45215

Tabela 13. Moce wytwórcze energii elektrycznej brutto [MW]

Paliwo / technologia	2006	2010	2015	2020	2025	2030
W. Brunatny - PC/Fluidalne	8819	9177	9024	8184	10344	10884
W. Kamienny - PC/Fluidalne	15878	15796	15673	15012	11360	10703
W. Kamienny - CHP	4845	4950	5394	5658	5835	5807
Gaz ziemny - CHP	704	710	810	873	964	1090
Gaz ziemny - GTCC	0	0	400	600	1010	2240
Duże wodne	853	853	853	853	853	853
Wodne pompowe	1406	1406	1406	1406	1406	1406
Jądrowe	0	0	0	1600	3200	4800
Przemysłowe Węgiel - CHP	1516	1411	1416	1447	1514	1555
Przemysłowe Gaz - CHP	51	50	63	79	85	92
Przemysłowe Inne - CHP	671	730	834	882	896	910
Lokalne Gaz	0	0	22	72	167	278
Małe wodne	69	107	192	282	298	298
Wiatrowe	173	976	3396	6089	7564	7867
Biomasa stała - CHP	25	40	196	623	958	1218
Biogaz CHP	33	74	328	802	1293	1379
Fotowoltaika	0	0	0	2	16	32
RAZEM	35043	36280	40007	44464	47763	51412

3.4. Prognoza cen energii elektrycznej i ciepła sieciowego

Przewiduje się istotny wzrost cen energii elektrycznej i ciepła sieciowego spowodowany wzrostem wymagań ekologicznych, zwłaszcza opłat za uprawnienia do emisji CO₂, i wzrostem cen nośników energii pierwotnej (Tabele 14 i 15).

Tabela 14. Ceny energii elektrycznej [zł'07/MWh]

	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Przemysł	233,5	300,9	364,4	474,2	485,4	483,3
Gospodarstwa domowe	344,5	422,7	490,9	605,1	615,1	611,5

Tabela 15. Ceny ciepła sieciowego [zł'07/GJ]

	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Przemysł	24,6	30,3	32,2	36,4	40,4	42,3
Gospodarstwa domowe	29,4	36,5	39,2	44,6	50,5	52,1

Koszty wytwarzania energii elektrycznej wzrosną gwałtownie ok. 2013 r. i 2020 r. ze względu na objęcie obowiązkiem zakupu uprawnień do emisji gazów cieplarnianych 30% wytwarzania energii w 2013 r. i 100% wytworzonej energii w 2020 r. Jeśli ten wzrost zostanie przeniesiony na ceny energii elektrycznej, to przy założonej cenie uprawnień na poziomie 60 €'07/tCO₂, należy się liczyć ze wzrostem cen dla przemysłu z poziomu ok. 304 zł'07/MWh w 2012 r. do ok. 356 zł'07/MWh w 2013 r. oraz z poziomu ok. 400 zł'07/MWh w 2019 r. do ok. 474 zł'07/MWh w 2020 r. Po roku 2021 cena ta będzie się utrzymywać na podobnym poziomie lub lekko spadać dzięki wdrożeniu energetyki jądrowej.

Ceny ciepła sieciowego będą wzrastać bardziej monotonicznie ze względu na zwolnienie wytwarzania ciepła sieciowego dla potrzeb ciepłownictwa z obowiązku nabywania uprawnień do emisji gazów cieplarnianych.

3.5. Energochłonność gospodarki

Tabela 16 przedstawia prognozowaną energochłonność i elektrochłonność PKB. Przewiduje się znaczne obniżenie zużycia energii pierwotnej na jednostkę PKB z poziomu ok. 89,4 toe/mln zł'07 w 2006 r. do ok. 33,0 toe/mln zł'07 w 2030 r. Nastąpi także obniżenie elektrochłonności PKB z poziomu 137,7 MWh/zł'07 w 2006 r. do 60,6 MWh/zł'07.

Poziom efektywności energetycznej gospodarki odpowiadający średniemu poziomowi efektywności krajów UE15 z 2005 r. (177,4 toe/mln\$'00) uda się osiągnąć pod sam koniec okresu prognozy.

Tabela 16. Energochłonność i elektrochłonność PKB

	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Energochłonność [toe/mln zł'07]	89,4	73,1	56,7	46,6	38,6	33,0
Elektrochłonność [MWh/zł'07]	137,7	110,4	90,4	77,8	67,8	60,6

3.6. Emisje SO₂, NO_x, pyłów i CO₂ ze spalania paliw

W Tabeli 17 podsumowano prognozowane krajowe emisje trzech głównych substancji zanieczyszczających powietrze (dwutlenku siarki - SO₂, tlenków azotu - NO_x i pyłu) oraz dwutlenku węgla - CO₂, związane ze spalaniem paliw w procesach przemysłowych.

Emisja CO₂ będzie stopniowo maleć z poziomu ok. 332 mln ton w 2006 r. do ok. 280 mln ton w 2020. Obniżenie emisji, w stosunku do emisji w 1990 r.³, wynosi ok. 15% pomimo 11% wzrostu zapotrzebowania na energię finalną w tym okresie. Będzie to konsekwencją coraz większego zużycia energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych oraz z kogeneracji, wzrostu zużycia biopaliw w transporcie, zwiększenia zużycia gazu ziemnego we wszystkich sektorach, poprawy sprawności wytwarzania oraz przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej i ciepła, jak również uruchomienia pierwszego bloku jądrowego w 2020 r. Po 2020 r. występuje stopniowy wzrost emisji CO₂, jednak dzięki wprowadzeniu kolejnych bloków jądrowych emisja przekroczy 300 mln ton dopiero w 2030 r. pozostając nadal o ok. 8,5% poniżej emisji w 1990 r.

Prognozuje się dużą dynamikę spadku emisji SO₂ w następnej dekadzie – ponad 50% w stosunku do roku 2006. Przy przyjętych założeniach krajowa emisja SO₂ zmniejszy się z poziomu 1216 kt w 2006 r. do ok. 480 kt w 2020 r. i 450 kt w 2030 r. Pułap emisji wynikający z II Protokołu Siarkowego (obniżenie krajowej emisji tlenków siarki poniżej 1398 kt do roku 2010) jest łatwo osiągalny. Niemniej jednak, przyjęty w wyniku negocjacji akcesyjnych pułap emisji SO₂ dla dużych obiektów energetycznego spalania paliwa zgodnie z Dyrektywą 2001/80/WE (doprowadzenie emisji dwutlenku siarki poniżej 454 kt w 2008 r., 426 kt w 2010 r. i 358 kt w roku 2012), pomimo wszystkich działań, nie zostanie osiągnięty w 2008 r., ani prawdopodobnie w roku brzegowym 2012 (opóźniony o 1-2 lata).

Pułap emisji tlenków azotu wynikający z protokołu z II Protokołu Azotowego (obniżenie krajowej emisji poniżej 880 kt do roku 2010) zostanie osiągnięty. Natomiast, utrzymanie emisji NO_x z dużych źródeł energetycznego spalania paliw poniżej pułapów określonych w Traktacie o Przystąpieniu do UE (254 kt w 2008 r., 251 kt w 2010 r. i 239 kt w 2012 r.) będzie trudniejsze do osiągnięcia - w 2008 r. pułap nie będzie osiągnięty, natomiast w latach 2010-2012 osiągnięcie wymaganych pułapów prawdopodobnie będzie następstwem obniżonego zapotrzebowania na energię w wyniku przewidywanego spowolnienia gospodarczego. Zapewnienie osiągnięcia wymaganych pułapów, podobnie jak w przypadku emisji SO₂ oznacza w rzeczywistości skrócenie okresów derogacji z Traktatu Akcesyjnego. Istotnego spadku emisji z dużych źródeł można się spodziewać dopiero po 2015 r. Krajowa emisja NO_x zmniejszy się z poziomu 857 kt w 2006 r. do ok. 650 kt w 2020 r. i 630 kt w 2030 r.

Emisja pyłów lotnych będzie się wyraźnie obniżać, gdyż czynniki wpływające pozytywnie na redukcję emisji siarki sprzyjają również obniżeniu emisji pyłów, w szczególności dotyczy to zmniejszenia zużycia węgla w małych źródłach spalania. Spadek emisji po 2015 r. jest również wynikiem planowanego przez Komisję Europejską zaostrzenia norm emisji. (proponycja nowej dyrektywy IPPC).

³ Emisja CO₂ w Polsce w 1990 r. wynosiła ok. 368 mln ton.

Tabela 17. Emisje CO₂, SO₂, NO_x i pyłu

Emisja CO₂ [mln ton]	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Kraj	331,9	299,1	295,7	280,3	294,7	303,9
- dynamika (2006=100)	100,0	90,1	89,1	84,5	88,8	91,6
Przemysły energetyczne	188,5	170,3	167,7	148,7	154,1	157,2
w tym Elektroenergetyka zawodowa	151,0	131,7	130,1	110,6	114,2	115,7
Ciepłownie	13,1	13,7	13,7	12,9	13,9	14,8
Emisja SO₂ [tys. ton]	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Kraj	1216,4	733,1	588,6	477,8	451,3	447,5
- dynamika (2006=100)	100,0	60,3	48,4	39,3	37,1	36,8
Przemysły energetyczne	866,2	460,4	357,4	268,2	252,4	253,2
w tym Elektroenergetyka zawodowa	717,0	337,7	267,9	193,4	182,0	180,7
Ciepłownie	69,1	53,3	35,1	24,4	23,6	25,2
Duże źródła spalania	784,1	392,1	311,4	228,0	213,3	213,0
Emisja NO_x [tys. ton]	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Kraj	857,4	786,7	725,6	651,6	636,5	628,6
- dynamika (2006=100)	100,0	91,7	84,6	76,0	74,2	73,3
Przemysły energetyczne	316,8	266,8	240,9	197,6	203,5	203,0
w tym Elektroenergetyka zawodowa	252,7	207,1	176,9	124,8	121,5	117,2
Ciepłownie	28,5	27,6	29,9	26,8	29,1	31,3
Duże źródła spalania	284,5	235,0	204,3	152,5	150,1	146,7
Emisja pyłu [tys. ton]	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Kraj	279,5	246,1	218,2	196,7	187,7	182,8
- dynamika (2006=100)	100,0	88,0	78,1	70,3	67,1	65,4
Przemysły energetyczne	56,7	46,7	39,8	35,0	31,5	29,7
w tym Elektroenergetyka zawodowa	38,9	29,2	26,5	22,5	20,9	18,7
Ciepłownie	8,1	7,8	6,3	5,3	3,1	3,4