

PRACA DOKTORSKA

Bolesław Jankowski

MODELOWANIE ROZWOJU
KRAJOWEGO SYSTEMU ENERGETYCZNEGO
Z UWZGLĘDNIENIEM WYMAGAŃ STABILIZACJI
I REDUKCJI EMISJI DWUTLENKU WĘGLA W POLSCE

6/1997



P.269

W A R S Z A W A 1 9 9 7

<http://rcin.org.pl>

ISSN 0208-5658

Praca wpłynęła do Redakcji dnia 11 czerwca 1997r.

Praca doktorska

Promotor – Doc. dr hab. Janusz Cofała

**Recenzenci – Prof. dr hab. inż. Jacek Marecki
Prof. dr hab. inż. Andrzej Ziębik**



56551



Instytut Podstawowych Problemów Techniki PAN
Nakład 100 egz. Ark. wyd. 11,0 Ark. druk. 14,0
Oddano do drukarni w czerwcu 1997r.

ATOS Poligrafia-Reklama, Warszawa, Stawki 14

Podziękowanie

Autor pragnie wyrazić podziękowanie tym wszystkim, którzy przyczynili się do powstania tej pracy.

W szczególności dziękuję doc. dr hab. inż. Januszowi Cofale, promotorowi niniejszej pracy, za wnikliwe uwagi, pomoc w sformułowaniu koncepcji pracy oraz ułatwienie dostępu do wielu zagranicznych materiałów i publikacji, które wykorzystano w pracy.

Dziękuję także Prof. dr hab. inż. Włodzimierzowi Bojarskiemu, kierownikowi Zakładu, za zachętę do podjęcia zadania oraz pomoc w sformułowaniu tematu i wstępnej koncepcji pracy.

Chciałbym także serdecznie podziękować kolegom z Zakładu, którzy w znacznym zakresie uczestniczyli w zbieraniu i opracowaniu danych dla modelu. Bez ich życzliwości i owocnej współpracy praca ta nie mogłaby powstać w obecnej postaci.

Szczególne podziękowania należą się wreszcie mgr inż. Zdzisławowi Bibrowskiemu za stałą inspirację oraz zachętę do jasnego formułowania problemów oraz do dyscypliny metodycznej w ich rozwiązywaniu.

Streszczenie

Praca obejmuje opracowanie metody badawczej oraz modelu krajowego systemu energetycznego do analizy problemu polskich zobowiązań, wynikających z zapisów Konwencji Klimatycznej. W części aplikacyjnej pracy opracowano optymalne strategie redukcji emisji CO₂ z procesów energetycznego użytkowania paliw. Przeanalizowano także szereg zagadnień istotnych dla wypracowania stanowiska strony polskiej w dalszych negocjacjach na rzecz ochrony klimatu.

W rozdz. 1, mającym charakter wprowadzenia, przedstawiono dotychczasowy rozwój badań systemów energetycznych na poziomie kraju. Zarysowano też trudności związane z rekonstrukcją i reorganizacją sektora energetycznego w kraju. Rozdz. 2 zawiera cel pracy oraz tezy rozprawy. Pierwsza teza dotyczy obszaru możliwych zastosowań opracowanego modelu. Druga antycypuje możliwość stabilizacji emisji CO₂ w Polsce do roku 2015 na poziomie emisji roku 1988. Rozdz. 3 obejmuje przegląd metod i modeli stosowanych do badań systemów energetycznych. W pracy postuluje się konieczność zastosowania podejścia systemowego do badania złożonych rzeczywistych problemów energetyczno - ekologiczno - ekonomicznych. Najważniejsze zasady tego podejścia oraz przyjęte podstawowe definicje prezentowane są w rozdz. 4. Na podstawie ogólnych zasad analizy systemowej sformułowana została procedura modelowania, zastosowana w dalszej części pracy. Istotną jej cechą jest wymagane dobre sformułowanie zadania badawczego przed rozpoczęciem budowy modelu. Rozdz. 5 opisuje główne etapy konstruowania modelu krajowego systemu energetycznego. Kolejno prezentowane są: sformułowanie problemu, zdefiniowanie badanego systemu, wybór narzędzia modelowania, sformułowanie algorytmu obliczeniowego, odwzorowanie struktury systemu i opis matematyczny modelu. Istotną nową cechą modelu krajowego jest odwzorowanie zmienności produkcji i zużycia energii elektrycznej i ciepła, opisane w rozdz. 5.6. Dokonane przez autora rozszerzenia oprogramowania modelu, które znacznie poszerzają możliwości badawcze tego narzędzia, prezentowane są w rozdz. 5.7. Następnym podrozdziałem przedstawia opracowanie charakterystyk technologii modelowych.

Część stosowaną pracy omawia rozdz. 6. Przedstawiono tam przyjęty układ obliczeniowy, konstrukcję scenariuszy i wariantów obliczeniowych, najważniejsze założenia oraz wyniki obliczeń wraz z ich analizą i interpretacją. W podsumowaniu dokonano uzasadnienia tez pracy. Wskazano więc na istotne cechy modelu EFOM-PL, które stanowią o jego przydatności nie tylko do analizy problemu emisji zanieczyszczeń, ale także do wspomagania innego rodzaju strategicznych decyzji dotyczących rozwoju systemu energetycznego w skali kraju i branży. Szerokie pole zastosowań modelu oraz duża jego efektywność jako narzędzia badawczego osiągnięta została dzięki elastyczności oprogramowania modelu oraz praktycznej użyteczności opracowanego programu do analizy danych i wyników obliczeń. Przeprowadzone przy pomocy modelu EFOM-PL obliczenia wykazały możliwość stabilizacji emisji dwutlenku węgla do roku 2015 przy średnim tempie rozwoju bez ponoszenia dodatkowych kosztów. Osiągnąć to można przez realizację kosztowo efektywnych przedsięwzięć po stronie podażowej i popytowej systemu energetycznego.

Abstract

The thesis presents a method and a model of the national energy system for analysis of problems related to the obligations of Poland arising from the Climate Convention. In the second, applied part of the study the optimal strategies for CO₂ emissions reduction were developed. In addition, a range of problems, that are important for formulation the future position of the Polish side in further negotiations on climate change issue, were analysed.

The introduction presents development of energy-environmental research studies on the country level up to now. The main problems of restructuring of the Polish energy sector are described. The second chapter describes the objectives of the study and dissertation theses. The first one concerns the possible area of the model application. The second one asserts, that stabilisation of CO₂ emission up to 2015 at the level of 1988 is possible. The third chapter contains review of methods and models used in energy - environmental studies. It is recommended to apply a system approach for analysis of real complex energy-environmental problems. The main principles of system approach and basic definitions accepted in the study are presented in chapter 4. On a basis of general principles of system approach a modelling procedure is defined, that is used in the next part of the study. Important feature of this procedure is the requirement of a good formulation of the problem before starting building of a model. Chapter 5 describes main stages of national energy system model building. The following issues are discussed: problem formulation, system definition, selection of modelling tool, formulation of mathematical problem, design of energy system structure and mathematical description of the model. Important new feature of the model is representation of seasonal and daily changes in energy consumption and production. Extensions of the model software, made by the author, are described in the chapter 5.7. They increased significantly research capabilities of the model. Next chapter presents characteristics of model technologies.

Applied part of the work is described in chapter 6. The following points are presented there: construction of scenarios and variants for calculation, main assumptions and results of computations, including their analysis and interpretation. The final part of the study contains substantiation of the two dissertation theses. Also the main features of the model are summarized in order to stress the usefulness of the model not only for analysis of air pollution control problems but also for decision support in cases concerning energy system development at a national or sectoral level. Wide area of potential applications of the model and its high efficiency as research tool were achieved because of a flexibility of the model software and practical usefulness of procedures for data input and results processing. Performed with the use of the EFOM-PL model analysis has demonstrated that it is possible to stabilize CO₂ emissions up to 2015 at the level of 1988 for the scenario of moderate economic growth. Such a stabilization does not incur any additional reduction costs. However, it requires implementation of optimal sets of technological measures on both supply and demand side of energy system.

Spis treści

Wykaz oznaczeń matematycznych stosowanych w opisie modelu EFOM-PL	9
1. Wprowadzenie	14
1.1. Rozwój badań systemów energetycznych w skali kraju	14
1.2. Warunki transformacji sektora energetycznego w Polsce	15
1.3. Udział Polski w działaniach na rzecz ochrony klimatu	17
2. Cel i zakres pracy oraz tezy rozprawy	20
3. Przegląd metod i modeli stosowanych do kompleksowych badań energetyczno-środowiskowych	23
3.1. Specyfika kompleksowych badań systemów energetycznych	23
3.2. Modele systemów energetycznych	24
3.3. Modele energetyczno - ekonomiczne	31
3.4. Modele i zestawy modeli do badań zintegrowanych	35
3.5. Podsumowanie i wnioski	38
4. Zastosowana metodyka modelowania	41
4.1. Podejście systemowe	41
4.2. Podstawowe definicje	42
4.3. Procedura modelowania	44
5. Model krajowego systemu energetycznego	46
5.1. Sformułowanie problemu badawczego	46
5.2. System energetyczny kraju jako przedmiot modelowania	49
5.2.1. Najważniejsze podsystemy krajowego systemu energetycznego	50
5.2.2. Otoczenie krajowego systemu energetycznego i jego powiązania międzysystemowe	53
5.3. Narzędzie modelowania	54
5.3.1. Uzasadnienie wyboru pakietu EFOM-ENV	54
5.3.2. Ogólna koncepcja odwzorowania krajowego systemu energetycznego	55
5.4. Odwzorowanie struktury polskiego systemu energetycznego	59
5.4.1. Agregacja nośników energii	60
5.4.2. Podział na sektory	62
5.4.3. Struktura powiązań energetycznych	65
5.4.4. Agregacja technologii i procesów energetycznych	67
5.5. Opis matematyczny modelu	70
5.5.1. Sformułowanie zadania matematycznego	70
5.5.2. Funkcja celu	73
5.5.3. Równania bilansowe	74
5.5.4. Zależności służące do wyliczania mocy produkcyjnych	75
5.5.5. Ograniczenia związane z ochroną środowiska	76
5.5.6. Ograniczenia inwestycyjne	78
5.5.7. Ograniczenia penetracji rynku	78
5.6. Okresowa zmienność produkcji i zużycia energii elektrycznej oraz ciepła	79
5.6.1. Odwzorowanie krzywej obciążenia krajowego systemu elektroenergetycznego	80
5.6.2. Rozkłady zużycia energii elektrycznej wyróżnionych grup odbiorców	83
5.6.3. Opis matematyczny	85
5.6.4. Sezonowe i dobowe rozkłady zaoszczędzonej energii elektrycznej	88

5.7. Rozszerzenia oprogramowania	90
5.7.1. Modelowanie wpływu podatku węglowego oraz opłat za emisje SO ₂ i NO _x	90
5.7.2. Badanie przedsięwzięć modernizacyjnych	92
5.7.3. Strategie łącznej redukcji emisji gazów cieplarnianych	96
5.7.4. Badanie marginalnych kosztów dostaw energii elektrycznej i ciepła	97
5.7.5. Oprogramowanie do analizy danych wejściowych i wyników obliczeń	99
5.8. Charakterystyki technologii modelowych	104
5.8.1. Specyfika problemu redukcji emisji CO ₂	104
5.8.2. Wskaźniki emisji CO ₂	106
5.8.3. Dostawy gazu ziemnego na rynek krajowy	107
5.8.4. Modernizacje istniejących obiektów energetycznych	110
5.8.5. Nowoczesne technologie produkcji energii elektrycznej	113
5.8.6. Przesył energii elektrycznej	115
5.8.7. Technologie wykorzystujące odnawialne zasoby energii	116
5.8.8. Przedsięwzięcia oszczędzania energii elektrycznej	119
5.8.9. Termoizolacja budynków jednorodzinnych	120
5.8.10. Technologie użytkowania energii	121
5.8.11. Technologie redukcji emisji SO ₂ i NO _x	123
6. Opracowanie strategii redukcji emisji CO ₂ z krajowego systemu energetycznego	126
6.1. Zastosowany układ obliczeniowy	126
6.2. Główne założenia obliczeniowe	128
6.2.1. Założenia makroekonomiczne	129
6.2.2. Ceny paliw i energii w handlu zagranicznym	131
6.2.3. Wymagania z zakresu ochrony atmosfery	132
6.3. Opis scenariuszy i wariantów obliczeniowych	133
6.4. Strategie redukcji emisji CO ₂	137
6.4.1. Przewidywane wielkości emisji CO ₂	137
6.4.2. Zmiany zużycia energii pierwotnej	140
6.4.3. Koszty redukcji emisji CO ₂	142
6.4.4. Wpływ redukcji emisji dwutlenku węgla na emisje SO ₂ i NO _x	147
6.4.5. Przedsięwzięcia redukcji emisji CO ₂	150
6.4.6. Efekty wprowadzenia podatku węglowego	154
6.4.7. Wpływ redukcji emisji CO ₂ na koszty marginalne energii elektrycznej	156
6.4.8. Analiza zagadnienia emisji metanu z sieci gazowniczych	159
6.4.9. Porównanie potencjałów i kosztów redukcji emisji CO ₂ w Polsce i w krajach Unii Europejskiej	162
6.5. Wnioski i rekomendacje	164
7. Podsumowanie	168
Literatura	173
Spis tablic	185
Spis rysunków	187
Załączniki	
1. Lista <i>technologii i producentów</i> występujących w modelu EFOM-PL	188
2. Sieć przepływów nośników energii w wyróżnionych sektorach modelu EFOM-PL	201
3. Struktura bazy danych programu do analizy danych wejściowych i wyników modelu	211

Wykaz oznaczeń matematycznych stosowanych w opisie modelu EFOM-PL

Zbiory elementów modelu

Zbiory podstawowe

- RES - zbiór wyróżnionych źródeł pozyskania nośników energii (odnawialne i nieodnawialne zasoby naturalne oraz źródła importu),
- DEM - zbiór kategorii reprezentujących popyt na nośniki energii, energię użyteczną, energochłonne produkty lub usługi,
- EPR - zbiór wszystkich *producentów* wyróżnionych w modelu, reprezentujących grupy technologii pozyskania, produkcji, przesyłu i użytkowania energii,
- EPU - zbiór wszystkich wyróżnionych w modelu *technologii* produkcyjnych,
- EPP - zbiór wszystkich *procesów* produkcyjnych w modelu,
- ABT - zbiór wszystkich *technologii ochronnych*,
- FLR - zbiór wszystkich źródłowych przepływów nośników energii, czerpiących z zasobów naturalnych lub z importu,
- FLI - zbiór wszystkich wewnątrzsystemowych przepływów nośników energii,
- FLD - zbiór wszystkich końcowych przepływów, dostarczających nośniki energii, energię użyteczną, energochłonne produkty lub usługi do kategorii popytowych,
- EC - zbiór wszystkich wyróżnionych w modelu nośników energii,
- EM - zbiór wszystkich wyróżnionych zanieczyszczeń atmosfery,
- TP - zbiór lat krańcowych wyróżnionych podokresów obliczeniowych,
- SEAS - zbiór wszystkich *stref generacji (bilansowych)*, SEAS = {PgW, BgW, PgS, BgS};

Podzbiory

- EPR_{SP} - zbiór producentów grupujących technologie produkcji "sezonowych" nośników energii (energii elektrycznej lub ciepła produkowanego w skojarzeniu),
- EPR_{ST} - zbiór producentów grupujących technologie przesyłu lub końcowego użytkowania "sezonowych" nośników energii (energii elektrycznej lub ciepła prod. w skojarzeniu),
- EPU_{EC} - zbiór technologii produkcyjnych realizujących skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła,
- EPU_{NC} - zbiór wszystkich wyróżnionych technologii produkcyjnych z wyjątkiem technologii o skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepła,
- EPP_{CM} - zbiór procesów produkcyjnych obciążonych opłatami za emisje zanieczyszczenia *m*,
- GHG - zbiór wszystkich wyróżnionych gazów cieplarnianych, podzbiór zbioru *EM*,
- EM_L - zbiór zanieczyszczeń atmosfery o działaniu lokalnym lub regionalnym (obejmuje wszystkie zanieczyszczenia atmosfery z wyjątkiem dwutlenku węgla),
- EC_S - zbiór "sezonowych" nośników energii wyróżnionych w modelu,
- EC_A - zbiór wszystkich wyróżnionych w modelu nośników energii z wyjątkiem nośników "sezonowych";

Zbiory elementów powiązanych ze sobą

- (EPP,ABT) - zbiór par: *procesów* produkcyjnych i powiązanych z nimi *technologii ochronnych*,
- (EPP,ABT)_R - zbiór par: *procesów* energetycznych i *technologii ochronnych*, powiązanych parametrem *ENV-REG*,
- (EPU,EC)_{MA} - zbiór par: *technologii* produkcyjnych i *nośników energii*, dla których określono parametr MA (market allocation),
- (EPU,ABT) - zbiór par: *technologii* produkcyjnych i powiązanych z nimi *technologii ochronnych*,
- M - zbiór grup modernizacyjnych, obejmujących technologie modernizowane i opcje jej modernizacji;

Oznaczenia indeksowe (elementy systemu)

- r - źródło pozyskania nośnika energii, $r \in RES$,
- n - producent, $n \in EPR$,
- d - kategoria popytowa, $d \in DEM$,
- u - technologia produkcyjna, $u \in EPU$,
- p - proces produkcyjny, $p \in EPP$,
- e - nośnik energii, $e \in EC$,
- m - rodzaj substancji zanieczyszczającej atmosferę, $m \in EM$,
- t - rok krańcowy jednego z wyróżnionych podokresów, $t \in TP$, oznacza też podokres kończący się w roku t ,
- s - strefa generacji, $s \in SEAS$,
- z - strefa czasowa $z \in \{PtS, BtS, PtW, BtW\}$,
- p,a - technologia ochronna a powiązana z procesem p ,
- u,a - technologia ochrona a powiązana z technologią produkcyjną u ,
- u,e - uzysk/wsad nośnika energii e w technologii u ,
- e,r,n - przepływ źródłowy, $e,r,n \in FLR$,
- e,n',n - przepływ wewnątrzsystemowy, $e,n',n \in FLI$,
- e,n,d - przepływ końcowy, $e,n,d \in FLR$,
- u_1, u_2, \dots, u_n - grupa modernizacyjna: u_1 - technologia modernizowana, u_2, \dots, u_n - opcje modernizacji,
- PgW - strefa generacji - sezon zimowy, pasmo obciążenia szczytowego,
- BgW - strefa generacji - sezon zimowy, pasmo obciążenia podstawowego,
- PgS - strefa generacji - sezon letni, pasmo obciążenia szczytowego,
- BgS - strefa generacji - sezon letni, pasmo obciążenia podstawowego,
- PtW - strefa czasowa - sezon zimowy, okres obciążenia szczytowego,
- BtW - strefa czasowa - sezon zimowy, okres pozaszczytowy,
- PtS - strefa czasowa - sezon letni, okres obciążenia szczytowego,
- BtS - strefa czasowa - sezon letni, okres pozaszczytowy;

Parametry i ograniczenia zadawane egzogenicznie

- $\alpha_{e,p}$ - udział nośnika energii e we wsadzie procesu p ,
- $\beta_{z,p}$ - udział nośnika energii e w uzysku procesu p ,
- η_p - sprawność przemiany procesu p ,
- AV_u - wskaźnik dostępności mocy technologii produkcyjnej u ,
- LT_u - okres eksploatacji technicznej technologii produkcyjnej u ,
- CF_u - wskaźnik przeliczeniowy pomiędzy produkcją a mocą, zależny od przyjętej dla technologii u jednostki mocy (MW lub PJ/a),
- $AV_{a,u}$ - wskaźnik dostępności mocy technologii ochronnej a , powiązanej z technologią produkcyjną u ,
- $LT_{a,u}$ - okres eksploatacji technicznej technologii ochronnej a , powiązanej z technologią produkcyjną u ,
- Cv_p - jednostkowe koszty zmienne produkcji procesu p ,
- Cf_u - jednostkowe koszty stałe technologii u ,
- Ci_u - jednostkowe koszty inwestycyjne technologii u ,
- $Ce_{m,t}$ - wysokość opłat jednostkowych za emisje zanieczyszczenia m w roku t ,
- $EM_{m,p}$ - jednostkowy wskaźnik emisji zanieczyszczenia m określony dla procesu p ,
- $EM_{a,p,m}$ - wskaźnik redukcji emisji zanieczyszczenia m w instalacji ochronnej p,a ,
- $EM_{m,e,n',n,t}$ - jednostkowy wskaźnik emisji zanieczyszczenia m określony dla przepływu wewnątrzsystemowego e,n',n w podokresie t ,
- $EM_{m,e,n,d,t}$ - jednostkowy wskaźnik emisji zanieczyszczenia m określony dla przepływu końcowego e,n,d w podokresie t ,
- HP_m - potencjał ciepłarniany substancji emitowanej do atmosfery m ,
- $RC_{u,t}$ - moc rezydualna (pochodząca sprzed roku bazowego obliczeń) technologii u w roku t ,
- r - stopa dyskontowa,
- H - liczba godzin w roku,
- H^W - długość trwania sezonu zimowego (w godzinach),
- H^S - długość trwania sezonu letniego (w godzinach),
- H^{PtS} - długość trwania okresu szczytowego sezonu letniego (w godzinach),
- H^{BtS} - długość trwania okresu pozaszczytowego sezonu letniego (w godzinach),
- H^{PtW} - długość trwania okresu szczytowego sezonu zimowego (w godzinach),
- H^{BtW} - długość trwania okresu pozaszczytowego sezonu zimowego (w godzinach),
- $MARK_MAX_{e,u,t}$ - maksymalny udział technologii u w całkowitej produkcji nośnika energii e przez producenta n (gdzie $u \in n$) w roku t ,
- $ENV_REG_{p,a,t}$ - stopień wyposażenia procesu p w technologię ochronną a w roku t ,
- $CAPA_MAX_{u,t}$ - górne ograniczenie mocy technologii u w roku t ,

- EMI_MAX_{m,t} - maksymalna dopuszczalna wielkość emisji zanieczyszczenia m dla całego kraju w roku t ,
- EMI_MAX_{GHG,t} - maksymalna dopuszczalna wielkość łącznych emisji gazów cieplarnianych (GHG) w przeliczeniu na równoważną emisję CO₂ - dla całego kraju w roku t ,
- INV_MAX_t - maksymalne dopuszczalne łączne nakłady inwestycyjne w podokresie t ,

Wielkości wyliczane w modelu na podstawie wartości parametrów

- DF_t - współczynnik dyskontowy dla podokresu t ,
- AF_u - rata reprodukcji rozszerzonej wyliczona dla technologii u , przy danej stopie dyskontowej,
- F_{p,s} - względne, strefowe zużycie "sezonowego" nośnika energii używanego przez proces p - iloraz zużycia w strefie bilansowej s przez zużycie roczne,
- F_{e,n,d,s} - względne, strefowe zużycie nośnika energii e przez kategorię popytową d - iloraz zużycia w strefie bilansowej s przez zużycie roczne,
- Y_{e,p} - wskaźnik jednostkowego wsadu/uzysku nośnika energii e w procesie p ,
- Δt - długość podokresu t (w latach);

Zmienne modelu

Zmienne decyzyjne

- P_{p,t} - roczna produkcja procesu p w roku t ,
- AC_{u,t} - przyrost mocy technologii produkcyjnej u w całym podokresie t ,
- A_{a,p,t} - roczna produkcja technologii ochronnej a powiązanej z procesem p w roku t ,
- AC_{a,u,t} - przyrost mocy technologii ochronnej a , powiązanej z technologią produkcyjną u , w całym podokresie t ,
- SC_{a,u,t} - moc technologii ochronnej a odstawiana do modernizacji wraz z modernizowaną technologią energetyczną u , w roku t ,
- TC_{a,u,t} - moc technologii ochronnej a przejęta przez technologię modernizacyjną u z technologii modernizowanej, w roku t ,
- R_{e,r,n,t} - roczny strumień przepływu nośnika energii e od kategorii źródłowej r do producenta n w roku t ,
- I_{e,n',n,t} - roczny strumień przepływu nośnika energii e od producenta n' do producenta n w roku t ,
- D_{e,n,d,t} - roczny strumień przepływu nośnika energii e od producenta n do kategorii popytowej d w roku t ,

Zmienne decyzyjne sezonowe

- $P_{p,t,s}$ - produkcja procesu p w roku t i strefie bilansowej (generacji) s ,
 $R_{r,n,t,s}$ - wielkość przepływu nośnika energii e od kategorii źródłowej r do producenta n w strefie bilansowej s roku t ,
 $I_{n,n',t,s}$ - wielkość przepływu nośnika energii e od producenta n' do producenta n w strefie bilansowej s roku t ,

Zmienne pochodne

- C - sumaryczne koszty roczne w całym badanym okresie zdyskontowane na rok bazowy obliczeń,
 CI_t - sumaryczne roczne koszty inwestycyjne technologii energetycznych w roku t ,
 CF_t - sumaryczne roczne koszty stałe technologii energetycznych w roku t ,
 CV_t - sumaryczne roczne koszty zmienne technologii energetycznych w roku t ,
 CA_t - sumaryczne roczne koszty technologii ochronnych w roku t ,
 CT_t - sumaryczne roczne koszty transportu, rozdziału i dystrybucji nośników energii w roku t ,
 $Cimp_t$ - sumaryczne roczne koszty importu nośników energii w roku t ,
 $Cexp_t$ - sumaryczne roczne wpływy z eksportu w roku t ,
 $CE_{m,t}$ - sumaryczne roczne koszty opłat za emisje zanieczyszczenia m w roku t ,
 $INVp_t$ - łączne nakłady inwestycyjne na technologie energetyczne w roku t ,
 $INVa_t$ - łączne nakłady inwestycyjne na technologie ochronne w roku t ,
 $CAPA_{u,t}$ - moc (zdolność produkcyjna) technologii u w roku t ,
 $CAPA_{a,u,t}$ - moc (zdolność produkcyjna) technologii ochronnej a , powiązanej z technologią produkcyjną u , w roku t ,
 $EMI_{m,t}$ - łączna wielkość emisji zanieczyszczenia m w roku t ,
 $RED_{m,t}$ - łączne zmniejszenie emisji zanieczyszczenia m w roku t w technologiach ochronnych.

1. Wprowadzenie

1.1. Rozwój badań systemów energetycznych w skali kraju

Ze względu na społeczno - gospodarcze znaczenie systemu energetycznego, a także konieczność ograniczenia jego presji na środowisko, rządy wszystkich rozwiniętych krajów dążą do zapewnienia prawidłowego jego funkcjonowania w długim okresie przez odpowiednią jego organizację, regulację i kontrolę. Pomocne w wypełnianiu tego zadania są kompleksowe, perspektywiczne badania rozwoju systemu energetycznego.

Intensywny rozwój tych badań nastąpił po pierwszym szoku naftowym w 1973 r. i ugruntował się po kolejnym gwałtownym wzroście cen ropy naftowej w roku 1981. W tym czasie zostały opracowane i zastosowane nowe metody i modele matematyczne do analiz procesów rozwoju systemów energetycznych. Najważniejszymi celami tych badań były: zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego kraju w długim okresie, minimalizacja kosztów produkcji nośników energii oraz ocena korzyści wynikających z rozwoju nowych technologii energetycznych.

W latach osiemdziesiątych nabrały znaczenia zagadnienia ochrony środowiska. Szczególnie ważny okazał się problem tzw. kwaśnych zanieczyszczeń atmosfery. Wpłynęło to na poszerzenie dotychczasowej tematyki badań systemów energetycznych o analizy możliwości i kosztów redukcji emisji dwutlenku siarki i tlenków azotu. Innym istotnym zagadnieniem, badanym w wielu krajach po katastrofie w Czernobylu, była ocena konsekwencji ograniczenia programów rozwoju energetyki jądrowej.

Zastosowane metody badawcze przyczyniły się do skutecznego i efektywnego rozwiązania najważniejszych problemów energetycznych krajów rozwiniętych. Modele matematyczne umożliwiły analizę możliwych struktur systemów energetycznych oraz wskazanie optymalnych konfiguracji nie tylko technologii energetycznych, ale również technologii zmniejszenia emisji zanieczyszczeń. Zastosowanie modeli pozwoliło na opracowanie i wdrożenie najkorzystniejszych strategii rozwoju systemów, uwzględniających w sposób spójny postulaty dotyczące bezpieczeństwa energetycznego, minimalizacji kosztów energii i ograniczenia emisji zanieczyszczeń. Wyniki przeprowadzonych badań wykorzystano także do opracowania standardów emisji zanieczyszczeń i strategii sektorowych, dzięki czemu zmniejszenie emisji zostało dokonane w sposób możliwie efektywny kosztowo. Analizy możliwości szerszego

wykorzystania nowych technologii konwencjonalnych oraz zwiększenia efektywności użytkowania energii doprowadziły też do ograniczenia w wielu krajach rozwoju energetyki jądrowej.

Czynniki stymulujące rozwój systemowych badań energetyki w krajach rozwiniętych nie odegrały tak dużej roli w Polsce w okresie gospodarki nakazowo-rozdziałowej. Poważną przeszkodę stanowiły między innymi zaniżone dotacjami ceny energii oraz brak realnego wpływu społeczeństwa na kierunki rozwoju energetyki i całej gospodarki. Mimo tych przeszkód, już w drugiej połowie lat 70-tych rozpoczęto w kraju poważne badania systemowe kompleksu paliwowo-energetycznego, realizowane m.in. w ramach centralnych programów badawczych PR-8 i CPBR 5.1.1. W badaniach tych w szerokim zakresie uczestniczył także Zakład Problemów Energetyki IPPT PAN, który rozwijał ten nurt badawczy w następnych latach (np. Bojarski 1979, 1984; Bojarski i in. 1989; Bibrowski 1983, 1989; Cofała 1983, 1984; Cofała i in. 1989a, 1989b, 1991).

Prace te borykały się z takimi trudnościami badawczymi jak zdeformowana struktura i wysokość cen energii w kraju, niewymienialność złotego, niepełny rachunek kosztów w przedsiębiorstwach itp. Problemy te w znaczącym stopniu utrudniały ocenę efektywności planowanych przedsięwzięć. Mimo tych trudności opracowano szereg oryginalnych koncepcji badawczych oraz zestawy modeli o możliwościach badawczych zbliżonych do zagranicznych. Zrealizowano także szereg wartościowych prac wykorzystujących te metody. Na podstawie ich wyników formułowano wnioski ostrzegawcze i wskazywano na potrzebę reform gospodarki i sektora energii. Niestety, wykorzystanie wyników tych prac było stosunkowo słabe.

Pełne możliwości badawcze modeli obliczeniowych zostały wykorzystane w okresie reform gospodarczych na początku lat 90. m.in. do opracowania założeń polityki energetycznej kraju (Rada Ministrów 1990; Bojarski i in. 1992, 1993). W tym czasie przeprowadzono też inne prace, które wykorzystując opracowane modele podejmowały ważne dla kraju problemy z obszaru gospodarki energetycznej: zastosowanie ekonomicznych instrumentów ochrony atmosfery (Cofała i in. 1994; Parczewski i in. 1994a), ocena stabilności sytuacji górnictwa (Parczewski i in. 1994c), wpływ cen energii na inflację i obciążenie budżetów domowych (Parczewski i in. 1992).

1.2 Warunki transformacji sektora energetycznego w Polsce

Mimo niewątpliwych sukcesów w rozwiązywaniu problemów energetyki w krajach zachodnich, na przełomie lat osiemdziesiątych i dziewięćdziesiątych pojawiły się jednak nowe

problemy i wyzwania. Wynikają one z jednej strony z lepszego zrozumienia powiązań energetyki i środowiska, z drugiej natomiast - z postępu technicznego oraz nowych koncepcji organizacji i zarządzania. Nastąpiło szersze rozpowszechnienie idei planowania według najmniejszych kosztów (*Least Cost Planning - LCP*) oraz zintegrowanego planowania rozwoju (*Integrated Resource Planning - IRP*) a także technik ich realizacji określanymi jako zarządzanie stroną popytową (*Demand Side Management - DSM*).

Większość wymienionych koncepcji oddziaływała również na polskie reformy sektora paliw i energii w latach 1990. Podjęte zostały wysiłki na rzecz urynkwienia znaczących segmentów sektora energii, promowania konkurencji, zwiększenia możliwości wyboru dostawcy przez odbiorców. Rozpoczęta została także realizacja programu modernizacji i unowocześnienia większości podsystemów, poprawy jakości dostaw oraz dostosowania energetyki do wymagań ochrony środowiska. Polskie sieci elektroenergetyczne zostały połączone z systemem zachodnioeuropejskim UCPTE. Realizuje się również inwestycje mające na celu tranzyt gazu rosyjskiego do Europy Zachodniej oraz planuje się inne połączenia krajowego systemu gazowniczego z systemem zachodnioeuropejskim.

Te pozytywne zmiany dokonują się jednak w trudnych dla energetyki warunkach społeczno - gospodarczych. Skalę trudności polskich reform pogłębiają także nowe zobowiązania i umowy międzynarodowe podpisane przez nasz kraj. W zakresie energetyki wymagają one szczególnie osiągnięcia określonych standardów technicznych, odpowiedniej ochrony środowiska i zastosowania rozwiązań rynkowych (Europejska Karta Energetyczna).

Spośród nowych, już przyjętych lub negocjowanych przez Polskę międzynarodowych zobowiązań, szczególnie duże znaczenie mogą mieć uzgodnienia dotyczące ograniczenia emisji dwutlenku siarki (SO_2), a także gazów powodujących globalny efekt cieplarniany, głównie dwutlenku węgla (CO_2). Podpisany w 1994 r. przez Polskę tzw. drugi protokół siarkowy (UN/ECE 1994), stanowiący załącznik do Konwencji o Transgranicznym Zanieczyszczeniu Powietrza (Łukasik i in. 1990), zobowiązuje nasz kraj do zmniejszenia emisji SO_2 poniżej 1400 tys t/a do roku 2010. Wymaga to redukcji emisji o 66 % w stosunku do 1980 r. i o 56 % w odniesieniu do emisji roku 1990. Koszty związane z wypełnieniem tych zobowiązań szacowane są na ok. 2-3 mld DM/a w 2010 r. (Amann i in. 1994, Cofała 1996). Rzeczywiste koszty zależeć będą jednak od zastosowanych rozwiązań prawnych, ekonomicznych i technicznych. Drugi Protokół siarkowy nie został jeszcze przez Polskę ratyfikowany. Konieczność jego realizacji wynika przede wszystkim z potrzeby ochrony polskich ekosystemów. Poza tym należy liczyć się

z presją innych krajów na dotrzymanie przez Polskę podjętych zobowiązań.

Złożoność problematyki energetyczno - środowiskowej powoduje, że dokonanie uzgodnień międzynarodowych wymaga wypracowania wspólnego języka i narzędzi badawczych do analizy skutków podejmowanych decyzji. Narzędziami tymi są zwykle modele matematyczne systemów energetyczno - środowiskowych. Rośnie przez to znaczenie ośrodków naukowych w przygotowaniu rozwiązań i podejmowaniu ważnych decyzji. Skuteczne włączenie się w procesy negocjacyjne i ochrona interesu kraju wymaga zachowania niezależności badawczej.

1.3. Udział Polski w działaniach na rzecz ochrony klimatu

Jednym z ważnych problemów ostatnich lat, który poruszył środowiska naukowe, a następnie społeczność międzynarodową i gremia polityczne w różnych krajach, jest zagrożenie równowagi klimatu Ziemi. Za główną przyczynę ewentualnych zmian klimatu uważa się gwałtowny wzrost emisji gazów cieplarnianych pochodzących z gospodarczej działalności człowieka. Do gazów tych zalicza się przede wszystkim dwutlenek węgla (CO_2), metan (CH_4), podtlenek azotu (N_2O), oraz freony (CFCs). Wzrost emisji tych gazów, pochodzących głównie z procesów spalania paliw kopalnych jest - według opinii wielu naukowców - główną przyczyną obserwowanego wzrostu koncentracji tych gazów w atmosferze. Powodować to może z kolei zwiększenie tzw. efektu cieplarnianego i wzrost temperatury atmosfery powyżej obecnego poziomu. Według najnowszego raportu IPCC (IPCC 1995) kontynuacja obecnych trendów może doprowadzić do zwiększenia średniej temperatury przy powierzchni ziemi o 1,0 - 3,5 K w ciągu najbliższych 100 lat i spowodować poważne, niekorzystne zmiany klimatu. Problematyka zmian klimatu i ich ewentualnych konsekwencji jest dość złożona, i nie będzie tutaj omówiona. Więcej informacji na ten temat można znaleźć w opracowaniach polskich, np. (Klimont 1992; Sadowski i in. 1993) i zagranicznych, np. (IPCC 1990, 1995; CEC 1990; IEA 1992).

Groźba zmian klimatycznych, mimo znacznego zróżnicowania opinii naukowych na temat mechanizmów i ewentualnych skutków tego zjawiska, została jednak uznana za sprawę na tyle poważną, że podjęto inicjatywy międzynarodowe mające na celu zmniejszenie tego zagrożenia. Sfinansowano i rozpoczęto realizację obszernych programów badawczych, zmierzających do lepszego wyjaśnienia tego problemu i określenia środków zapobiegawczych. Wyniki badań sprawiły, że w 1988 r. Światowa Organizacja Meteorologiczna (WMO) oraz Program Środowiska Narodów Zjednoczonych powołały Międzyrządowy Zespół ds. Zmian Klimatu (IPCC). Po

przedstawieniu przygotowanego przez ten zespół raportu, w 1990 r. uruchomiono proces negocjacyjny Ramowej Konwencji Zmian Klimatu. Tekst Konwencji Klimatycznej został przygotowany na Konferencję ONZ "Środowisko i Rozwój" w Rio de Janeiro w czerwcu 1992 r. Stanowisko Polski w tej sprawie przedstawia następujący fragment polskiego raportu rządowego, przygotowanego na I Konferencję Stron Konwencji (MOŚZNiL 1994):

"Polska wraz z ponad 150 krajami podpisała Ramową Konwencję Narodów Zjednoczonych w Sprawie Zmian Klimatu w trakcie Konferencji NZ "Środowisko i Rozwój" w Rio de Janeiro w 1992 roku. Tym samym Rząd Rzeczypospolitej Polskiej wyraził swoją wolę uczestniczenia w przedsięwzięciu podejmowanym przez społeczność świata, zmierzającym do ratowania klimatu kuli ziemskiej. W dniu 26 października 1994 roku Polska stała się stroną Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w Sprawie Zmian Klimatu, zobowiązując się tym samym do wypełniania zobowiązań nałożonych przez tę konwencję."

Zobowiązania naszego kraju wynikające z podpisania Konwencji przedstawione są w innym fragmencie raportu (MOŚZNiL 1994):

"Ratyfikowanie Ramowej Konwencji NZ w Sprawie Zmian Klimatu nakłada na państwa - strony wymienione w załączniku do tej konwencji zobowiązanie ustabilizowania do 2000 roku wielkości emisji gazów cieplarnianych na poziomie emisji w 1990 roku. Konsekwencją tego zobowiązania jest opracowanie, a następnie wdrożenie krajowego programu działań zmierzających do osiągnięcia tego celu. W art. 4 pkt. 6 konwencji dopuszcza się elastyczne podejście w wypełnianiu zobowiązań przez kraje znajdujące się w okresie transformacji ustrojowej. Rząd polski uznaje prawo do przyjęcia przez Polskę roku 1988 jako bazowego do rozliczenia zobowiązań wynikających z ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w Sprawie Zmian Klimatu, zamiast przewidzianego w tej konwencji 1990 roku, oraz jedynie częściowego wypełnienia zobowiązania dotyczącego przedstawienia strategii społeczno - gospodarczej zmierzającej do wypełnienia postanowień konwencji odnoszących się do stabilizacji emisji gazów cieplarnianych."

Zapisy Konwencji Klimatycznej nie stawiają Polsce wymagań zmniejszenia emisji, zobowiązują natomiast nasz kraj do opracowania i wdrożenia strategii stabilizacji emisji gazów cieplarnianych. Uzgodnienia te są jednak uzgodnieniami wstępnymi, a negocjacje w tej sprawie trwają nadal. Ich celem jest przyjęcie wiążących zobowiązań na lata po roku 2000. Dyskutowane są różne alternatywne rozwiązania, w tym wprowadzenie na skalę międzynarodową tzw. podatku

węglowego lub uzgodnienie krajowych limitów emisji CO₂. Przyjęcie któregoś z tych rozwiązań może mieć ważne konsekwencje dla rozwoju polskiego systemu energetycznego, a nawet całej gospodarki narodowej.

Ze względu na znaczną rozbieżność poglądów zarówno w zakresie oceny zjawiska zmian klimatycznych jak i środków zapobiegawczych, jakie należy podjąć, wyniki studiów badawczych prowadzonych w różnych ośrodkach i różnych krajach będą miały istotny wpływ na treść kolejnych ustaleń.

Przedstawiony powyżej ogólny zarys aktualnej problematyki energetycznej ujawnia złożony splot różnorodnych zagadnień, które należy rozwiązać, by energetyka krajowa mogła się pomyślnie rozwijać w przyszłości. Pogodzenie wielu, często przeciwstawnych celów i dokończenie rozpoczętych reform jest jednak niezwykle trudne. Mimo pewnej decentralizacji systemu, rozwiązanie najważniejszych problemów wymaga ciągle podejmowania zdecydowanych decyzji i działań na szczeblu centralnym. W odróżnieniu od lat wcześniejszych, dotyczą one nie tyle decyzji inwestycyjnych, co rozwiązań organizacyjnych, prawnych, finansowych i regulacyjnych. Skutki dziś podejmowanych decyzji będą odczuwane jeszcze przez wiele lat. Ważne jest więc, by były one podparte możliwie szeroką i rzetelną oceną ich przyszłych konsekwencji, co wymaga zastosowania kompleksowych metod badawczych. Rozwój tych badań jest także niezbędny, by w nowej sytuacji politycznej kraj nasz skutecznie mógł włączyć się w nurt międzynarodowej współpracy gospodarczej i naukowej, szczególnie w zakresie energetyki i ochrony środowiska.

2. Cel i zakres pracy oraz tezy rozprawy

Celem pracy jest opracowanie metody oraz modelu do badań rozwoju systemu energetycznego kraju w 20 - 25 letniej perspektywie czasowej, które umożliwią wypracowanie optymalnych strategii realizacji zobowiązań międzynarodowych Polski dotyczących ograniczenia emisji zanieczyszczeń, w tym emisji gazów powodujących efekt cieplarniany. Ważną cechą nowego narzędzia ma być porównywalność uzyskiwanych przy jego pomocy wyników z wynikami badań prowadzonych w innych krajach.

W części aplikacyjnej praca ma za zadanie opracowanie optymalnych, zorientowanych technologicznie strategii stabilizacji bądź redukcji emisji CO₂ w Polsce do roku 2015. Potrzeba takich badań wynika z zapisów Konwencji Klimatycznej. Praca ma także dostarczyć danych liczbowych, które ułatwią formułowanie stanowiska strony polskiej w dalszych negocjacjach międzynarodowych na rzecz ochrony klimatu Ziemi.

Zakres pracy obejmuje przegląd metod i modeli, opracowanie ogólnej metodyki badawczej, sformułowanie problemu, opracowanie modelu krajowego systemu energetycznego z wykorzystaniem pakietu modelowania EFOM-ENV oraz zebranie i weryfikację danych. Druga część pracy dotyczy zastosowania opracowanego modelu EFOM-PL do analizy problemu emisji CO₂ i obejmuje realizację pełnego cyklu obliczeń, analizy i interpretacji wyników.

Ponieważ zebranie, przetworzenie i weryfikacja pełnego zestawu danych niezbędnych dla takich badań przekracza możliwości jednej osoby, zadanie to zostało wykonane przy współudziale pracowników ZPE IPPT PAN oraz ekspertów współpracujących z Zakładem.

Wkład pracy autora obejmuje w szczególności:

1. Sformułowanie problemu badawczego;
2. Opracowanie modelu polskiego systemu energetycznego EFOM-PL, w tym:
 - rozszerzenie oprogramowania pakietu modelowania EFOM-ENV/GAMS i jego dostosowanie do specyfiki polskich warunków i badań problemu gazów cieplarnianych,
 - opracowanie agregacji i odwzorowanie struktury polskiego systemu energetycznego,
 - odwzorowania sezonowej i dobowej zmienności produkcji i zużycia energii elektrycznej i częściowo - ciepła,
 - odwzorowanie technologii transportu i przesyłania nośników energii,

- opracowanie modelu strony popytowej, ze szczególnym uwzględnieniem przedsięwzięć oszczędzania energii i technologii ogrzewania pomieszczeń,
 - opracowanie środowiska informatycznego i oprogramowania do analizy danych wejściowych i wyników obliczeń;
3. Udział w zebraniu i przygotowaniu danych do modelu, w tym:
- opracowanie arkuszy i instrukcji do zbierania danych dla modelu,
 - opracowanie części danych do modelu EFOM-PL (wskaźniki emisji CO₂, charakterystyki technologii odnawialnych, technologie w elektroenergetyce i ciepłownictwie, ceny międzynarodowe paliw i energii, ograniczenia technologiczne oraz importowo - eksportowe);
4. Opracowanie koncepcji całości obliczeń, w tym:
- opracowanie założeń powiązania modelu EFOM-PL z modelami MINI STRUK i PROSK-E,
 - określenie szczegółowych problemów badawczych oraz dobór scenariuszy i wariantów obliczeniowych;
5. Wykonanie całości obliczeń optymalizacyjnych wraz z analizą i interpretacją wyników.

Zrealizowane rozszerzenia oprogramowania pakietu wyjściowego obejmowały m.in.:

- wprowadzenie równań do symulacji wpływu podatku węglowego oraz opłat za emisje SO₂ i NO_x,
- wprowadzenie możliwości optymalizacji strategii modernizacji istniejących obiektów energetycznych,
- budowę modułu do analizy kosztów marginalnych dostaw nośników energii, w tym energii elektrycznej i ciepła sieciowego,
- zmianę sposobu modelowania powiązań technologii energetycznych z instalacjami ochrony atmosfery. Nowe równania uwzględniają także możliwość modernizacji obiektów energetycznych wyposażonych w instalacje ochronne oraz umożliwiają optymalny dobór jakości paliw po zainstalowaniu układów odsiarczania lub odazotowania spalin.

Pozostali pracownicy Zakładu Problemów Energetyki brali udział w zebraniu i przygotowaniu danych technologicznych dla modelu. Opracowali także założenia scenariuszy makroekonomicznych oraz prognozy popytu na energię finalną i użyteczną wykorzystaną w

obliczeniach. Dane do modelu opracowano z wykorzystaniem ekspertyz szczegółowych, dokonując weryfikacji podanych w nich danych i dostosowując ich postać do wymagań modelu. Lista wykorzystanych ekspertyz i opracowań szczegółowych została podana na końcu spisu literatury. Niniejsza praca wykorzystuje także niektóre dane opracowane we wcześniejszych pracach.

Tezy rozprawy zostały sformułowane następująco:

1. Opracowany w ramach niniejszej pracy dynamiczny, optymalizacyjny model krajowego systemu energetycznego EFOM-PL stanowi odpowiednie narzędzie badawcze do wspomagania decyzji dotyczących rozwoju całego systemu energetycznego lub poszczególnych jego podsystemów. W szczególności model ten nadaje się do wypracowania optymalnych strategii redukcji emisji zanieczyszczeń atmosfery, w tym dwutlenku węgla. Umożliwia także dostarczenie danych ułatwiających formułowanie stanowiska strony polskiej w dalszych negocjacjach na rzecz ochrony klimatu.
2. Utrzymanie emisji CO₂ w Polsce do roku 2015 poniżej pułapu emisji z 1988 r. jest możliwe bez ponoszenia dodatkowych kosztów redukcji emisji przy realizacji optymalnych kosztowo przedsięwzięć po stronie podaźowej i popytowej systemu energetycznego.

3. Przegląd metod i modeli stosowanych do kompleksowych badań energetyczno - środowiskowych

Rozwój metod kompleksowych badań systemów energetycznych trwa przynajmniej od wczesnych lat siedemdziesiątych. Można więc dzisiaj oczekiwać, że jest to dziedzina wiedzy stosunkowo dobrze "okrzepła", a metody w niej stosowane - nieźle zweryfikowane. Rzeczywiście, w badaniach tych, mimo ogromnego bogactwa różnorodnych prac, można wyróżnić kilka dominujących nurtów metodycznych, które zdobyły dotąd większe uznanie i sprawdziły się w praktyce. Nie oznacza to jednak, że nie istnieje potrzeba ich doskonalenia. Wręcz przeciwnie, nowe problemy i zagrożenia, a także rozwój techniki komputerowej sprawiają, że pojawiają się zarówno nowe potrzeby jak i możliwości rozwoju stosowanych dotąd metod i modeli.

Zawarty w niniejszym rozdziale przegląd koncentruje się na opisie najlepiej zweryfikowanych metod oraz reprezentatywnych dla nich modeli. Wskazano także na ich ograniczenia oraz zasygnalizowano najważniejsze kierunki nowych prac metodycznych.

3.1. Specyfika kompleksowych badań systemów energetycznych

Modele tworzone do badań systemów energetycznych służą do odwzorowania wewnętrznej struktury systemu energetycznego przez specyfikację różnorodnych powiązań występujących w tym systemie. Uwzględniają także w możliwym zakresie powiązania systemu energetycznego z otoczeniem, głównie z systemem społeczno-gospodarczym i środowiskiem przyrodniczym. Badania realizowane przy pomocy tego typu modeli obejmują na ogół jeden lub kilka systemów wyróżnionych w obszarze regionu, kraju, kontynentu lub całego globu. Podstawę metodyczną i naukową dla tych prac stanowią zasady analizy systemowej wraz z bardziej szczegółowymi dziedzinami wiedzy obejmującymi m.in.: nauki techniczne, gospodarkę energetyczną, nauki ekonomiczne, ekologię, socjologię, informatykę i statystykę.

Do najważniejszych, wspólnych cech i specyficznych trudności tego typu badań zaliczyć można (Hake i in. 1994a):

- brak uniwersalnych praw opisujących wszystkie istotne relacje w badanym obszarze w kategoriach liczbowych (dotyczy to m.in. zależności gospodarczych i społecznych,

- procesów podejmowania decyzji i oddziaływania zanieczyszczeń na środowisko),
- subiektywny charakter niektórych decyzji i założeń badawczych przy tworzeniu modelowego opisu rzeczywistości,
- brak metodyki umożliwiającej szczegółową analizę techniczną systemu energetycznego z równoczesnym uwzględnieniem implikacji makroekonomicznych i społecznych,
- silna zależność wyników badań od danych i założeń wejściowych.

Biorąc pod uwagę wymienione powyżej cechy można sformułować następujące wnioski określające specyfikę badań w obszarze podejmowanej w tej pracy problematyki:

1. Każdy problem wymaga indywidualnego doboru odpowiednich dla jego rozwiązania metod;
2. Model badawczy powinien być dostosowany do zakresu dostępnych danych;
3. Weryfikacja i ocena opracowanego modelu wymaga realizacji pełnego cyklu badawczego w tym: opracowania lub adaptacji modelu, zebrania danych, przeprowadzenia obliczeń oraz analizy i oceny wyników.

Modele stosowane w tej dziedzinie mogą być klasyfikowane według rozmaitych kryteriów (por. np. Hake i in. 1994a, Beaver 1993). Dla uporządkowania dalszych rozważań przyjęto uproszczony podział modeli na:

- modele systemów energetycznych,
- modele energetyczno - ekonomiczne,
- zintegrowane modele energetyczno - ekonomiczno - środowiskowe.

3.2. Modele systemów energetycznych

Modele systemów energetycznych koncentrują się przede wszystkim na prawidłowym opisie rynku nośników energii, podmiotów działających na tym rynku oraz sposobów pozyskania, przetwarzania i użytkowania nośników energii (Beaver 1993). Podejście badawcze stosowane do budowy tego typu modeli określane jest często jako podejście fizyczne, inżynierskie lub technologiczne, gdyż przepływy energii opisywane są w wielkościach fizycznych, a podstawowym elementem produkcyjnym jest technologia. Dla odróżnienia od bardziej ogólnych metod makroekonomicznych metodyka ta określana jest mianem *bottom-up*, co można tłumaczyć jako modelowanie od szczegółu do ogółu.

Rodzina modeli tego typu jest bardzo liczna i stale się powiększa. W konkretnych aplikacjach (omawiane są tu wyłącznie modele komputerowe) stosowane są różne rozwiązania szczegółowe. W podejmowanych próbach klasyfikacji tych narzędzi modelowych wyróżnia się modele symulacyjne i optymalizacyjne, statyczne i dynamiczne, liniowe i nieliniowe, deterministyczne i stochastyczne - by wymienić tylko najważniejsze kryteria.

Ze względu na cel pracy, omówione zostaną jedynie najważniejsze modele, służące do analizy rozwoju systemu energetycznego w skali kraju, w dłuższej perspektywie czasowej wraz z ich przykładowymi zastosowaniami.

ENPEP

Jednym z szeroko rozpowszechnionych programów do badań energetyczno - środowiskowych jest opracowany w Argonne National Laboratory pakiet ENPEP (Jusko i in. 1987), co stanowi skrót od *Energy and Power Evaluation Program*. Wykorzystywany jest on w ponad 60 krajach, również w kilku instytucjach w Polsce, m.in. w Centrum Informatyki Energetyki (Kumanowski i in. 1996), Ministerstwie Przemysłu i Handlu, czy w przedsiębiorstwie Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo. Służy do średnio i długookresowych badań systemu energetycznego kraju ze szczególnym uwzględnieniem sektora elektroenergetycznego w okresie nawet do 75 lat w przyszłości. Narzędzie to jest często wykorzystywane w pracach porównawczych Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej (IAEA).

Pakiet przeznaczony jest do zintegrowanych badań energetycznych (Hamilton i in. 1992; Buehring 1994) i składa się z ponad dziesięciu współpracujących ze sobą modułów. Najważniejsze z nich to: MAED - do wyznaczania zapotrzebowania na energię użyteczną, BALANCE - bilansujący podaż nośników energii z popytem, ELECTRIC - do optymalizacji struktury technologii produkcji energii elektrycznej oraz IMPACT - do wyznaczania emisji zanieczyszczeń środowiska i doboru technologii ochronnych.

Centralnym modułem całego zestawu jest program BALANCE. Przy jego pomocy struktura systemu energetycznego odwzorowywana jest w postaci grafu, którego wierzchołki reprezentują procesy energetyczne, zaś krawędzie - przepływy nośników energii. Dla tak opisanego systemu w trybie symulacyjnym wyznaczone są roczne przepływy energii i aktywności procesów energetycznych, zapewniające pokrycie zadanego egzogenicznie popytu na energię użyteczną. W warstwie matematycznej model formułowany jest jako zadanie nieliniowe, opisujące stan równowagi rynkowej pomiędzy podażą i popytem. Rozwiązanie spełniające te warunki

wyznaczane jest przy pomocy specjalnego algorytmu realizowanego w wielu kolejnych iteracjach. Zachowanie odbiorców opisywane jest równaniami, w których uwzględnia się cenowe i pozacenowe preferencje konsumentów. Wartości parametrów tych równań zadawane są egzogenicznie, na podstawie szczegółowych badań rynkowych. Możliwe jest również w tym modelu symulowanie interwencji rządowych, takich jak wprowadzenie ceł, podatków, czy subsydiów.

Inny ważny moduł pakietu - ELECTRIC - zawiera znany model WASP III służący do optymalizacji podsystemu wytwarzania energii elektrycznej. Jest on zalecany do realizacji studiów rozwojowych sektora elektroenergetycznego wykonywanych dla potrzeb Banku Światowego. Moduł ten wykorzystywany jest również w Polsce, np. ostatnio - w obszernym studium rozwoju podsystemu wytwarzania energii elektrycznej do roku 2010 (Kwiatkowski i in. 1995).

MARKAL

Innym szeroko stosowanym modelem jest model MARKAL, opracowany przez specjalistów z Brookhaven National Laboratory (USA) i Nuclear Research Center Jülich (Niemcy) na przełomie lat siedemdziesiątych i osiemdziesiątych (Fishbone 1983). Zarówno jego powstanie jak i dalszy rozwój dokonuje się przy silnym wsparciu Międzynarodowej Agencji Energetycznej (IEA). MARKAL wykorzystywany jest w wielu krajach, szczególnie w badaniach porównawczych prowadzonych w ramach finansowanego przez IEA programu *Energy Technology Systems Analysis Project* (ETSAP), w którym uczestniczy obecnie 17 krajów.

MARKAL służy do optymalizacji technologii pozyskania, przetwarzania i użytkowania nośników energii oraz technologii ochronnych. Technologie użytkowania obejmują typowo technologie transportu pasażerów i towarów, ogrzewania pomieszczeń i przygotowania ciepłej wody. W niektórych badaniach czynione są również próby odwzorowania przepływów energochłonnych materiałów, związanych z cyklem życia obiektów (np. obiegu stali zużywanej do produkcji pojazdów i odzyskiwanej z pojazdów wyeksploatowanych). Ciekawym elementem modelu jest możliwość optymalizacji ze względu na kryterium bezpieczeństwa dostaw nośników energii, definiowanego jako stopień uzależnienia od dostaw importowanych. W niektórych rodzajach analiz utrudnieniem mogą być uproszczenia w modelowaniu przesyłu i dystrybucji nośników energii, w tym energii elektrycznej. Nie jest możliwe w tym modelu zróżnicowanie parametrów przesyłu poszczególnych nośników energii do różnych grup odbiorców. Brakuje także możliwości wyodrębnienia przesyłów na wysokich, średnich i niskich napięciach.

Model od swego powstania przeszedł szereg modyfikacji. W latach osiemdziesiątych został lepiej dostosowany do badań środowiskowych. Na przełomie lat dziewięćdziesiątych opracowane zostało oprogramowanie modelu dostosowane do pracy na komputerach osobistych (IEA 1991). W tym okresie model wzbogacił się także o rozbudowane środowisko informatyczne do wspomagania prac modelowych, określane skrótowo jako *MUSS* (skrót od Markal User Support System) (Goldstein 1991). Również w latach dziewięćdziesiątych kontynuowano prace rozwojowe, polegające głównie na niewielkich modyfikacjach i dostosowaniu modelu do nowych potrzeb badawczych w ramach wspomnianego programu ETSAP (Goldstein i in. 1995). Najnowszym osiągnięciem w zakresie rozwoju tego narzędzia jest opracowanie wersji modelu nazwanej MARKAL-MACRO, o większych możliwościach badania powiązań systemu energetycznego i gospodarki. Narzędzie to zostanie szerzej omówione w rozdz. 3.4.

Zagadnienia redukcji emisji CO₂ już od kilku lat znajdują się w centrum zainteresowania badaczy pracujących z tym pakietem. Przy pomocy modeli opracowanych dla poszczególnych krajów w ramach programu ETSAP zrealizowano m.in. szerokie porównawcze studia strategii redukcji CO₂ obejmujące wysoko rozwinięte kraje członkowskie IEA: USA, Kanadę, Japonię, Holandię, Belgię i inne. Wyniki zamieszczone były w licznych publikacjach np. (Kram 1993, Hollins i in. 1995).

EFOM

Model EFOM (Energy Flow Optimization Model) podobnie jak MARKAL powstał jeszcze w końcu lat siedemdziesiątych w okresie trudności energetycznych spowodowanych kryzysem naftowym z 1973 r. Opracowany został przez wielodyscyplinarny zespół specjalistów na zlecenie Komisji Wspólnot Europejskich (*Commission of the European Communities - CEC*) i był następnie wykorzystany do opracowania modeli krajowych dla wszystkich państw członkowskich Unii Europejskiej.

Możliwości modelu i zakres badanej przy jego pomocy problematyki jest podobny jak w przypadku modelu MARKAL. Oprogramowanie zostało zapisane w języku FORTRAN, a model sformułowany jako zadanie programowania liniowego. Szczegółowy opis matematyczny modelu i jego oprogramowania przedstawiony został w kilku obszernych pozycjach źródłowych (Heirwegh i in. 1980a, 1980b; Van der Voort i in. 1985a, 1985b, 1985c; Thonet 1990), a także w raporcie (Jankowski 1995).

W modelu tym system energetyczny przedstawiany jest w postaci grafu, którego krawędzie reprezentują przepływy nośników energii, produktów lub usług albo procesy przetwarzania nośników energii. Węzły natomiast stanowią punkty bilansowania lub alokacji nośników energii. Taka koncepcja odwzorowania, określana jako zorientowana na przyływy, różni się od przyjętej np. w modelu MARKAL koncepcji odwzorowania zorientowanej procesowo. Jest bardziej elastyczna, równocześnie jednak stwarza więcej kłopotów i możliwości popełnienia błędów w odwzorowaniu systemu. Zwiększa także wymiary zadania obliczeniowego z powodu większej liczby zmiennych decyzyjnych. Między innymi zbyt duże wymiary zadania obliczeniowego zniweczyły plany zastosowania EFOM-a do zintegrowanych badań połączonych systemów energetycznych krajów Unii Europejskiej.

Oprogramowanie modelu jest bardzo elastyczne. Pozostawia dużą swobodę użytkownikowi w doborze jednostek, nazw elementów systemu, wyboru lub wprowadzania nowych parametrów lub ograniczeń. Ciekawym elementem tego modelu jest włączenie równań opisujących rozwój nowych technologii - począwszy od etapu prac badawczo-rozwojowych, przez budowę obiektów pilotowych i demonstracyjnych, aż do osiągnięcia pełnej dojrzałości rynkowej technologii. Włączenie kosztów ponoszonych na rozwój technologii miało na celu systemową ocenę opłacalności programów badawczych. W praktyce okazało się jednak, że trafne oszacowanie odpowiednich parametrów jest bardzo trudne.

Duża elastyczność modelu jest równocześnie jego mankamentem, gdyż utrudnia kontrolę nad modelem i zwiększa prawdopodobieństwo popełnienia błędu. Inną poważną niedogodnością jest brak ułatwiającego pracę z modelem oprogramowania, podobnego do systemu MUSS opracowanego dla MARKAL-a. Poważną próbą przełamania tej bariery było opracowanie przez pracowników ZPE IPPT PAN we współpracy z instytutem IER w Stuttgarcie systemu DBEFOM-JST, przeznaczonego do zarządzania danymi dla modelu EFOM (Lis i in. 1992). W drugim etapie tych prac uczestniczył również autor, opracowując w 1993 r. moduł do graficznej prezentacji sieci przepływów, odtwarzanej automatycznie na podstawie informacji zapisanych w bazie danych modelu. Prace te znacznie zwiększyły użyteczność i łatwość obsługi EFOM-a.

Interesujące prace nad rozwojem tego modelu prowadzone były w Institute for Industrial Production (IIP) Uniwersytetu Technicznego w Karlsruhe. Dotyczyły one wprowadzenia do modelu elementów stochastycznych, bardziej szczegółowego modelowania krzywej obciążenia (load management), elastyczności cenowych (Renz 1994) oraz opracowania optymalnych strategii redukcji skumulowanych emisji CO₂ (Russ 1993).

Model EFOM, a następnie EFOM-ENV (wersja środowiskowa) został wykorzystany w wielu pracach krajowych oraz w międzynarodowych programach badawczych finansowanych przez Unię Europejską. W ramach programu CRASH opracowano technologicznie zorientowane strategie redukcji emisji CO₂ dla wszystkich krajów Unii Europejskiej (CEC 1991). Przy współpracy z ośrodkiem IER Stuttgart, na bazie oprogramowania EFOM-a w wersji FORTRAN, opracowana została również wstępna wersja modelu polskiego systemu energetycznego do badania problemu redukcji emisji CO₂ (Bałandynowicz i in. 1994). Została ona następnie zaimplementowana w Zakładzie Problemów Energetyki IPPT PAN na komputerze SUN pod systemem operacyjnym UNIX (Jankowski 1995).

W latach 1992 - 1994 na zlecenie Komisji Wspólnot Europejskich opracowana została nowa wersja oprogramowania pakietu EFOM-ENV w języku GAMS (Van den Broek 1992; Kruijk 1994). Mimo wielu podobieństw, różni się ona istotnie od swego pierwowzoru. Przepływy energii zostały zagregowane, zastosowano wyraźną hierarchiczną strukturę elementów systemu energetycznego, poprawiono własności użytkowe oprogramowania. Równocześnie zrezygnowano z niektórych rzadko wykorzystywanych własności modelu EFOM w wersji FORTRAN. Obecnie pakiet EFOM-ENV/GAMS wykorzystywany jest w ponad dziesięciu krajach europejskich. Oprogramowanie to, wykorzystane do realizacji niniejszej pracy, zostanie bardziej szczegółowo omówione w dalszych rozdziałach.

MESSAGE

Podobnym do omawianych powyżej modeli optymalizacyjnych jest model MESSAGE (Model of Energy Supply Systems Alternatives and their General Environmental Impacts). Opracowany został w International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA) na początku lat osiemdziesiątych w ramach *Energy Systems Program* (Messner 1984). Model ten został wykorzystany w wielu pracach przeprowadzonych w IIASA, począwszy od badań w skali przemysłowej, przez analizy w skali miasta i regionu (Rogner 1987a), po badania o zasięgu kontynentalnym (EcoPlan 1989) i globalnym (Rogner 1987b). Niedawno została opracowana nowa poszerzona wersja modelu - MESSAGE III, która zawiera nowe funkcje i możliwości. W nowej wersji zastosowano rozwiązania, które pozwalają na wprowadzenie elementów programowania nieliniowego i całkowitoliczbowego. Wykorzystanie tych możliwości wymaga współpracy modelu z odpowiednim solverem. Opracowano również procedury usprawniające wykonanie analizy wrażliwości rozwiązania na zmianę wartości parametrów wejściowych.

MIDAS

Nieco nowszym narzędziem badawczym z dziedziny modelowania systemów energetycznych jest opracowany na Uniwersytecie w Atenach model MIDAS (Capros 1994). Jest to model nieliniowy, symulacyjny, zawierający elementy optymalizacji i prognozowania ekonometrycznego. Składa się z siedmiu powiązanych ze sobą modułów. W odróżnieniu od poprzednio omówionych modeli, popyt na nośniki energii w poszczególnych grupach odbiorców nie jest zadawany egzogenicznie lecz wyliczany w module popytowym. Wykorzystuje się do tego zależności ekonometryczne, elastyczności popytowe, dochodowe oraz szereg dodatkowych wielkości określających np. przewidywany przyrost liczby pojazdów, wpływ postępu technicznego, oszczędzania energii itp. Strona podaźowa zawiera powiązane ze sobą moduły, opisujące opcje produkcyjne w podsystemach: elektroenergetycznym, gazowym, rafineryjnym, węglowym i koksowniczym. Rozwiązanie dla strony podaźowej musi zaspokajać wyliczony wcześniej popyt na nośniki energii. Następnie dla tego rozwiązania w module cenowym wyznaczone są ceny poszczególnych nośników energii dla odbiorców. Służą one jako dane wejściowe do modułu popytowego w kolejnej pętli iteracyjnej.

Model ten zaimplementowany został w 11 krajach Unii Europejskiej i wykorzystywany jest przede wszystkim do analizy wpływu cen międzynarodowych oraz polityki podatkowej na system energetyczny, emisje zanieczyszczeń i ceny nośników energii.

DORSEK

Również w Polsce, w Zakładzie Problemów Energetyki IPPT PAN opracowany został dynamiczny model DORSEK- E służący do optymalizacji struktury technologicznej systemu energetycznego kraju (Cofała 1984, Parczewski i in. 1990). Wchodzi on w skład zestawu modeli SPSEK-E wykorzystywanego do średnioterminowego prognozowania rozwoju systemu energetycznego kraju (Parczewski i in. 1991; Cofała i in. 1992). Zestaw ten zastosowany został w wielu pracach wykonanych dla centralnych decydentów krajowych (Rada Ministrów 1990; Bojarski i in. 1992, 1993), instytucji branżowych (Parczewski i in. 1994a) i instytucji międzynarodowych (Cofała 1994). Zarówno model, który był stale rozbudowywany i unowocześniany, jak i wyniki uzyskane przy jego pomocy opisywane były w licznych publikacjach np. (Parczewski i in. 1991, 1993; Cofała i in. 1992). Do ograniczeń modelu zaliczyć można uproszczone wyliczanie struktury mocy w systemie, brak wyodrębnionych technologii transportu nośników energii oraz zawężenie optymalizacji jedynie do strony podaźowej. Silną stroną modelu

jest natomiast dobre odwzorowanie struktury technologicznej polskiego systemu energetycznego oraz stosunkowo szczegółowe modelowanie problematyki ograniczenia emisji tlenków siarki, azotu i pyłów do atmosfery. W ostatnich latach podjęto zadanie głębokiej rekonstrukcji tego modelu mające na celu lepsze jego dostosowanie do wymagań gospodarki rynkowej (Parczewski i in. 1994b, Niemyski i in. 1996).

3.3. Modele energetyczno - ekonomiczne

Do analizy powiązań systemu energetycznego z gospodarką opracowuje się modele makroekonomiczne zawierające bardziej rozbudowaną - w stosunku do innych tego typu modeli - reprezentację sektora energetycznego. Ten nurt badawczy wykorzystuje osiągnięcia nauk ekonomicznych i ponad trzydziestoletnie doświadczenia w dziedzinie modelowania rozwoju systemów ekonomicznych w skali makro. Podejście takie, dla odróżnienia od omawianego wcześniej podejścia inżynierskiego (*bottom-up*), określa się też często mianem *top-down* dla zaznaczenia ogólnego, całościowego charakteru spojrzenia na gospodarkę.

Nośniki energii w tym podejściu traktowane są jako czynniki produkcji (obok pracy i kapitału) oraz dobra konsumpcyjne o określonej użyteczności. Podlegają one substytucji zależnie od wzajemnych relacji cenowych. Rozwój systemu energetycznego dostosowuje się do zmian popytu, zależnych od tempa i kierunku rozwoju gospodarczego, dochodów ludności, postępu technicznego i cen energii. Ceny nośników energii są z kolei funkcją cen paliw, wysokości podatków oraz stosowanych technologii w sektorze energetycznym. Modele makroekonomiczne próbują opisać wszystkie te najważniejsze zależności, łącząc je z zależnościami dynamicznymi, opisującymi mechanizmy rozwoju gospodarczego.

Modele tego typu, tworzone na ogół dla potrzeb określonego badania, są bardzo zróżnicowane m.in. ze względu na istnienie różnych konkurencyjnych teorii ekonomicznych do których się odwołują. Ze względu na wykorzystaną teorię ekonomiczną i metodykę modelowania wyróżnić można modele typu input - output, modele równowagi ogólnej (general equilibrium), równowagi częściowej (partial equilibrium) i modele neokeynesowskie, nazywane też modelami makroekonometrycznymi. Do różnych zastosowań budowane są zarówno modele statyczne jak i dynamiczne. Inne kryteria klasyfikacji dotyczą postaci funkcji produkcji, długości horyzontu czasowego oraz obszaru badania (modele sektorowe, krajowe, globalne).

Modele input - output

Dość szeroko do dzisiaj stosowane są tzw. modele input - output oparte na zaproponowanej przez Leontiewa koncepcji opisu powiązań gospodarczych. Podstawą modelowania są macierze przepływów międzygałęziowych, które odzwierciedlają strukturę transakcji międzysektorowych dla wyróżnionych dóbr i usług. Tablice takie dają obraz najważniejszych przepływów w gospodarce w określonym momencie czasu. Na ich podstawie można określić oczekiwane zmiany wielkości takich jak zatrudnienie, produkt krajowy, produkcję sektorów - w odpowiedzi na zmiany zachodzące w sektorze energetycznym, jak np. nowe inwestycje, czy zmiany cen paliw. Przykładem zastosowania tej metodyki jest model cenowy opracowany i wykorzystany w pracach (Cofała i in. 1991; Parczewski 1992).

Do badań rozwoju gospodarczego w dłuższym okresie czasu w tej metodyce wykorzystuje się prognozowane wartości macierzy przepływów międzygałęziowych. Przykładem jest tu model STRUK (Ostromięcki 1990). Jest to dynamiczny model strukturalny bilansujący wytworzony i podzielony dochód narodowy i opisujący procesy odtwarzania oraz rozbudowy majątku produkcyjnego. Był on stosowany w drugiej połowie lat osiemdziesiątych do analizy powiązań rozwoju makroekonomicznego z rozwojem systemu energetycznego (Cofała i in. 1989b). Gwałtowne zmiany strukturalne w polskiej gospodarce jakie nastąpiły po roku 1989 bardzo utrudniły stosowanie w kraju tego typu metod. Załamanie wcześniejszych trendów gospodarczych i transformacja ustrojowa uniemożliwiły wiarygodne prognozowanie tablic przepływów międzygałęziowych dla przyszłości. Po ustabilizowaniu się gospodarki polskiej w nowych warunkach metoda ta będzie mogła być ponownie wykorzystana.

Metody oparte na tablicach input - output są nadal szeroko stosowane w badaniach energetycznych (IIASA 1987). Przykładem aktualnych tendencji w tym zakresie jest wykorzystanie do badań energetyczno - ekonomicznych modelu MEPA (sektorowy dynamiczny model input - output gospodarki holenderskiej) w powiązaniu z modelem energetycznym MARKAL (Ybema i in. 1994).

Modele równowagi ogólnej (CGE)

W ostatnich latach coraz szersze uznanie zyskują modele równowagi ogólnej określane skrótem CGE (computable general equilibrium) lub GEM (general equilibrium models). Modele te oparte są na teorii równowagi ogólnej sformułowanej jeszcze w 1874 r. przez A. Walrasa. Dopiero jednak po 1960 r. udało się zastosować tę teorię w praktyce dzięki opracowaniu

pierwszych komputerowych modeli CGE.

Modele takie obejmują stronę podażową (przedsiębiorstwa produkcyjne i usługowe) i stronę popytową (gospodarstwa domowe) spięte zależnościami rynkowymi. Ze względu na dużą liczbę zależności i nieliniowy ich charakter poziom agregacji takich modeli jest wysoki. Modele CGE oparte są na założeniach idealnego rynku i równowagi pomiędzy produkcją i popytem. W ujęciu tym konsumenci dążą do maksymalizacji funkcji użyteczności, czyli za swoje pieniądze chcą nabyć koszyk dóbr o największej dla nich wartości. Decyzje podejmowane przez producentów wynikają natomiast z ich dążenia do maksymalizacji zysku. Dążenia te spotykają się na rynku, a ich pogodzeniem jest stan równowagi, zarówno podażowo - popytowej jak i cenowej. Zmiany określonych wielkości takich jak ceny, czy podatki powodują osiągnięcie po pewnym czasie nowego stanu równowagi.

W modelach tych tworzenie produktu krajowego opisuje funkcja produkcji o jednakowej postaci dla wszystkich sektorów gospodarki. Podstawowe czynniki produkcji stanowią kapitał, praca i energia. Czynniki te mogą podlegać wzajemnej substytucji, której zakres zależy od wartości odpowiednich wskaźników elastyczności i relatywnych zmian cen czynników produkcji. Przykładowo, wprowadzenie w modelu podatków energetycznych powoduje relatywne podrozenie energii co uruchamia wyliczaną w modelu cenową substytucję energii innymi czynnikami produkcji. Zmiany efektywności wykorzystania energii związane z rozwojem technicznym uwzględniane są przez wskaźnik AEEI (autonomous energy efficiency improvement), którego wartość zadawana jest egzogenicznie. Szersze omówienie własności modeli równowagi ogólnej stosowanych w badaniach energetycznych znaleźć można w licznych opracowaniach zagranicznych np. (Bergman 1988; De Melo 1988; Decaluwe 1988). Przystępny wykład podstaw metodycznych i sposobów rozwiązywania trudności najczęściej występujących przy budowie modeli CGM zawarto w (Leeuwen 1995).

Modele CGE są dość szeroko reprezentowane w badaniach problemu gazów cieplarnianych, zarówno na poziomie kraju jak i całego świata. Badania z ich wykorzystaniem dotyczyły przede wszystkim konsekwencji środowiskowych (emisje), gospodarczych i społecznych (np. bezrobocie) wprowadzenia podatku węglowego. Dla przykładu można wymienić badania przeprowadzone w Niemczech (Conrad i in. 1994), Szwecji (Bergman 1988), Egipcie (Blitzer i in. 1990), czy badania w skali globalnej z wykorzystaniem różnych modeli (Lee i in. 1994, Dean i in. 1992).

Również w Polsce podjęto prace nad opracowaniem modelu CGE do badań energetyczno - ekonomicznych. W ramach międzynarodowego programu: *The Netherlands - Poland Task Force*

on *Integrated Energy and Environmental Planning* opracowana została wstępna wersja modelu równowagi ogólnej polskiej gospodarki, uwzględniającego zagadnienia energetyczne i emisje najważniejszych zanieczyszczeń (Hille i in. 1993). Model ten wzorowany był na modelu Bergmana opracowanym do analiz energetyczno - ekonomiczno - środowiskowych szwedzkiej gospodarki (Bergman 1988). Polski model wyróżnia trzy agregaty nośników energii (paliwa stałe, paliwa ciekłe i gazowe oraz energię elektryczną wraz z ciepłem). Traktowane są one w modelu jako czynniki produkcji - obok pracy i kapitału. Model uwzględnia też emisje najważniejszych gazowych zanieczyszczeń atmosfery: tlenków azotu (NO_x) i dwutlenku siarki (SO_2) oraz wycieki emisje dwutlenku węgla (CO_2).

Polski model równowagi ogólnej może być używany jako samodzielne narzędzie badawcze lub w zestawie z innymi modelami. Problemy z wykalibrowaniem modelu (brak odpowiednich danych statystycznych dla dłuższych okresów czasu) spowodowały jednak, że nie został on dotychczas w pełni wykorzystany.

Oprócz omówionych modeli input-output i modeli równowagi ogólnej w badaniach energetyczno-ekonomicznych stosowane są również modele neokeynesowskie, określane też mianem modeli makroekonometrycznych. Jako typowy przykład takiego modelu można podać model HERMES łączący elementy rywalizujących ze sobą teorii neoklasycznej z teorią Keynesa (Van Leeuwen i in. 1995; Mot i in. 1989). Model ten został opracowany na zlecenie Komisji Europejskiej i następnie - po odpowiednim dostosowaniu - zaimplementowany we wszystkich krajach Unii Europejskiej. Został on wykorzystany m.in. w programie CRASH wraz z omawianym wcześniej modelem MIDAS do oceny wpływu podatku węglowego na gospodarkę krajów Unii.

Ze względu na istnienie różnych modeli istotnej wagi nabiera pytanie o zakres ich zastosowań. Analiza różnic pomiędzy modelami równowagi ogólnej i modelami makroekonometrycznymi została przedstawiona w pracach (Capros i in. 1990) oraz (Sinko 1992). Z przeprowadzonych porównań wynika, że rezultaty obliczeń przeprowadzonych przy pomocy różnych modeli prowadzą czasem do zupełnie przeciwnych wniosków. Ważny jest więc odpowiedni dobór modelu do konkretnego zagadnienia. Ogólne konkluzje w tym względzie zmierzają do stwierdzenia, iż modele równowagi ogólnej są bardziej odpowiednie do analiz długoterminowych. Modele neokeynesowskie natomiast, bardziej nadają się do analiz krótkoterminowych, gdzie mogą występować sytuacje braku równowagi w sensie teorii Walrasa.

3.4. Modele i zestawy modeli do badań zintegrowanych

Możliwości badawcze modeli omawianych w poprzednich dwóch podrozdziałach dostosowane są do badania ściśle określonej problematyki. Każdy z modeli zawiera bardziej szczegółowy opis określonego aspektu rzeczywistości, przy równoczesnym braku lub uproszczeniu innych aspektów. Rzeczywiste złożone problemy mają jednak na ogół charakter wielopłaszczyznowy. Potrzebne jest więc opracowanie metod i narzędzi do zintegrowanych, a równocześnie dość szczegółowych analiz ekonomicznych, energetycznych i środowiskowych. W tym celu tworzone są modele i zestawy modeli do zintegrowanych badań kilku systemów.

Ze względu na szeroki zakres takich analiz nie próbuje się na ogół tworzyć jednego uniwersalnego modelu. Preferowane jest podejście polegające na łączeniu kilku specjalizowanych i uzupełniających się wzajemnie modeli. Główna trudność polega na zapewnieniu spójności wyników poszczególnych modeli, osiągnięciu odpowiednio wysokiej efektywności pracy oraz przejrzystości całej metody i założeń obliczeniowych. Poniżej podano kilka przykładów takich rozwiązań.

W badaniach problemu emisji gazów cieplarnianych dąży się do powiązania modeli makroekonomicznych z inżynierskimi modelami systemów energetycznych. Ich celem jest uzupełnienie oceny technologicznie zorientowanych strategii redukcji emisji CO₂ o zagadnienia:

- wpływu zwiększonych cen nośników energii na wielkość popytu, przez uwzględnienie oszczędności powodowanych wzrostem cen (tzw. *price induced conservation*),
- konsekwencji ogólnogospodarczych i społecznych (np. obniżenie tempa rozwoju gospodarczego przy wzroście kosztów energii).

Przy użyciu tej metodyki można także bardziej właściwie określić konsekwencje wprowadzenia podatku węglowego na gospodarkę i na system energetyczny, strukturę technologiczną i paliwową.

Najbardziej zaawansowanym rozwiązaniem w zakresie łączenia modeli technologicznych z modelami makroekonomicznymi jest powiązanie omawianego w poprzednim rozdziale modelu MARKAL z modelem makroekonomicznym MACRO (Hamilton 1992, Goldstein 1994, 1995b). Modele te zostały powiązane w sposób formalny (tzw. *hard link*) przy pomocy specjalnego oprogramowania zapisanego w języku GAMS, które umożliwia automatyczne wzajemne przekazywanie wyników jednego modelu na wejście drugiego w kolejnych pętlach iteracyjnych.

Zastosowane rozwiązanie realizuje koncepcję powiązania całej gospodarki (opisanej modelem MACRO) z systemem energetycznym (opisanym w modelu MARKAL) poprzez strumienie

- energii użytecznej dostarczanej dla gospodarki,
- wartości pieniężnych dostarczanych do systemu energetycznego jako zapłatę za energię.

W sprzężeniu tym popyt na energię wyliczany w modelu MACRO zależy od cen energii określanych na podstawie kosztów marginalnych wyliczonych w MARKAL-u.

Podjęmowane były również liczne próby tzw. miękkiego (*soft link*) połączenia modeli inżynierskich z modelami makroekonomicznymi. Różnią się one od przedstawionego powyżej rozwiązania tym, iż przepływy danych i wyników nie są realizowane w sposób automatyczny lecz wymagają interwencji badacza. Rozwiązania tego typu zastosowano np. do zestawienia modeli MESSAGE i IIR (Janosi i in. 1994) oraz modeli MARKAL i MEPA (Ybema i in. 1994). Powiązanie typu *soft link* zostało również zrealizowane pomiędzy krajowymi modelami PROSK-E i DORSEK-E w ramach zestawu modeli SPSEK-E. Sprzężenie to miało na celu uwzględnienie zmian popytu na nośniki energii wyliczanygo w modelu PROSK-E na skutek zmian cen energii określanych w modelu DORSEK-E (Cofała i in. 1994). Zmodyfikowane wartości popytu na nośniki energii stanowiły dane wejściowe do modelu DORSEK-E w następnej pętli obliczeniowej

Inny kierunek poszerzania zakresu badań energetycznych polega na ich rozciągnięciu na analizę oddziaływania na środowisko i ilościową oceną kosztów lub korzyści środowiskowych przy różnych strategiach. W badaniach tego typu łączy się modele inżynierskie lub makroekonomiczne z modelami służącymi do analizy rozprzestrzeniania się zanieczyszczeń oraz oceny powodowanych przez nie szkód. Jako przykłady zastosowania tej metodyki omówione zostaną krótko modele RAINS i MERGE.

Opracowany w IIASA model RAINS służy do analizy emisji i depozycji zanieczyszczeń atmosfery w skali międzynarodowej, w szczególności emisji powodujących kwaśne deszcze i zakwaszenie gleb (Alcamo i in. 1990, Cofała 1993). Model ten obejmuje trzy współpracujące ze sobą bloki:

- emisji - zawierający dane niezbędne do wyliczenia poziomu emisji oraz charakterystyki technologii ograniczania emisji.

- dyspersji - w którym wyliczane są wielkości określające rozprzestrzenianie się zanieczyszczeń,
- oddziaływania na środowisko - służący do oceny skutków środowiskowych kwaśnych depozycji.

Model RAINS zastosowany został m.in. do przeprowadzenia analiz będących podstawą negocjacji *II Protokołu siarkowego* w ramach Konwencji o Transgranicznym Przenoszeniu Zanieczyszczeń.

Innym przykładem zintegrowanego modelu ekonomiczno-energetyczno-środowiskowego jest model MERGE opracowany do badań problemów zmian klimatycznych w skali globalnej w długim horyzoncie czasowym (Manne 1994). W jego skład wchodzi następujące współpracujące ze sobą modele cząstkowe:

- Global 2200 - globalny, zorientowany energetycznie model równowagi ogólnej wykorzystywany do oceny wpływu alternatywnych strategii na gospodarkę najważniejszych regionów świata, poziom zużycia energii i emisję głównych gazów cieplarnianych;
- model klimatyczny - wylicza przyszłe stężenia gazów cieplarnianych w atmosferze i wzrost średniej temperatury - na podstawie danych o emisjach CO₂, CH₄ i N₂O z modelu Global 2200 oraz w oparciu o dodatkowe dane zewnętrzne o emisjach pozaenergetycznych;
- model oceny szkód - do szacowania kosztów i strat powodowanych wzrostem temperatury i zmian klimatu, wykorzystujący dane o zmianach średniej temperatury; uwzględnia zarówno koszty i straty wymierne (o wartości rynkowej), jak i te trudno wymierne, związane np. z wymieraniem niektórych gatunków zwierząt, migracją ludzi, czy nasileniem klęsk żywiołowych.

Model ten umożliwia prowadzenie analizy typu koszt - efekt (cost-benefit analysis), gdzie kosztami są dodatkowe wydatki związane z redukcją emisji gazów cieplarnianych, zaś efektem - uniknięte koszty i straty powodowane przez zmiany klimatu. Model MERGE został wykorzystany w pracach finansowanych przez Electric Power Research Institute (EPRI) do analizy alternatywnych globalnych strategii mających na celu zmniejszenie ryzyka wystąpienia zmian klimatycznych (Manne 1994).

3.5. Podsumowanie i wnioski

Dokonany przegląd metod i modeli stosowanych do badań energetyczno - środowiskowych pozwala na sformułowanie podanych niżej wniosków.

1. Badania kompleksowych problemów energetyczno - środowiskowych wymagają złożonej metodyki i modeli matematycznych, które powinny uwzględniać najważniejsze powiązania gospodarcze, energetyczne i środowiskowe.
2. Tworzone narzędzia badawcze, dostosowane są na ogół do udzielania odpowiedzi na określoną klasę pytań. Klasy tych pytań mogą się rozwijać.
3. W badaniach krajowych systemów energetycznych, uwzględniających wymagania ochrony atmosfery, stosowane są najczęściej dwa częściowo konkurujące, częściowo uzupełniające się podejścia:
 - podejście technologiczne (*bottom -up*),
 - podejście makroekonomiczne (*top-down*).
4. Podejście technologiczne koncentruje się na szczegółowej analizie struktury systemu energetycznego i alternatyw technologicznych w obszarze pozyskania, przetwarzania, transportu i użytkowania nośników energii. Oceniane są one pod kątem spełnienia określonych wymagań i przyjętych kryteriów oceny (koszty, emisje, bezpieczeństwo energetyczne). Podejście to od ponad dziesięciu lat jest rozwijane i z powodzeniem stosowane w Polsce.

Podejście to nadaje się szczególnie do średnio i długoterminowych badań symulacyjno - optymalizacyjnych oraz oceny alternatywnych strategii rozwoju systemu energetycznego. Wyniki obliczeń dostarczają danych na temat przyszłych zmian takich wielkości jak:

- bilanse energetyczne kraju,
- poziom importu, eksportu oraz pozyskania nośników energii w kraju,
- struktura technologiczna w obszarze produkcji i użytkowania nośników energii,
- efektywność wykorzystania nośników energii,
- nakłady inwestycyjne niezbędne na rozwój systemu energetycznego oraz koszty importu paliw i energii,

- koszty energii dostarczanej do odbiorców,
- zanieczyszczenie środowiska związane z produkcją i użytkowaniem nośników energii.

Do istotniejszych ograniczeń podejścia technologicznego zalicza się:

- uproszczone modelowanie sprzężenia pomiędzy popytem na nośniki energii a ich cenami,
- trudności z odwzorowaniem rzeczywistych barier i kosztów wdrożenia rozwiązań technologicznych, szczególnie w zakresie oszczędzania energii po stronie popytowej.

5. W podejściu makroekonomicznym główny nacisk położony jest na prawidłowe odwzorowanie powiązań ogólnogospodarczych i rynkowych, a system energetyczny traktowany jest jako integralna część gospodarki krajowej. W modelach tego typu nośniki energii traktowane są jako czynniki produkcji (obok kapitału, pracy i materiałów), które mogą podlegać substytucji, zależnie od wzajemnych relacji cenowych.

Metoda ta nadaje się do badania w dłuższych horyzontach czasu następujących zagadnień:

- kierunków rozwoju całej gospodarki krajowej,
- zmian popytu na nośniki energii (w dość grubej agregacji),
- skutków polityki finansowej i podatkowej na sektor energetyczny i gospodarkę krajową,
- wpływu zmian cen energii na gospodarkę, dochody ludności i obciążenie budżetów domowych.

Do istotnych ograniczeń metody zaliczyć można:

- wysoki poziom agregacji, utrudniający bardziej szczegółową analizę zagadnień energetycznych,
- trudności z oszacowaniem odpowiednich parametrów modelu,
- brak jednej teorii wyjaśniającej w pełni mechanizmy rozwoju gospodarczego, stąd stosowane różne konkurencyjne podejścia i modele,
- trudności z właściwym uwzględnieniem efektów postępu technicznego.

W krajowych badaniach energetycznych podejście to było stosowane w ograniczonym zakresie. Obecnie jest ono trudne do wykorzystania ze względu na brak metod opisu zjawisk transformacji gospodarczej, jaką przechodzi nasz kraj. Z tego powodu stosowane są teraz na ogół prostsze modele makroekonomiczne uwzględniające więcej elementów heurystycznych i założeń scenariuszowych. Prowadzone są także próby zastosowania dla Polski modelu równowagi ogólnej.

6. W kompleksowych badaniach energetycznych dąży się obecnie do zintegrowania obydwu podejść, co pozwala na uwzględnienie szerszego spektrum uwarunkowań istotnych dla rozwiązania określonych problemów decyzyjnych. W szczególności istotne jest oparcie analiz rozwoju systemu energetycznego na spójnych scenariuszach rozwoju społeczno-gospodarczego. Takie zintegrowane podejście jest stosowane również w badaniach problemu ocieplenia klimatu.

7. W zaawansowanych badaniach energetyczno - środowiskowych stosowane są dodatkowo modele służące do oceny wpływu zanieczyszczeń na środowisko. W badaniach problemu zagrożeń klimatu są to specjalistyczne modele klimatyczne. Ze względu na globalny charakter tego zagrożenia modele takie są stosowane jedynie do badań w skali całego świata, natomiast w badaniach krajowych nie występują.

8. W badaniach problemów o międzynarodowym zasięgu zauważyć można silną tendencję do stosowania możliwie jednolitej metodyki i porównywalnych modeli. Tendencja ta wystąpiła już w międzynarodowych badaniach problemu emisji SO_2 , szczególnie w zakresie opracowania krzywych kosztów redukcji tej emisji dla różnych krajów, stanowiących wsad informatyczny dla modelu RAINS. W badaniach problemu gazów cieplarnianych dążenie to się jeszcze nasiliło, czego efektem są obszerne studia porównawcze wykonane przy użyciu modeli MARKAL i EFOM.

9. W ciągu ponad trzydziestu lat rozwoju energetycznych badań modelowych przetestowano i zweryfikowano pozytywnie w praktyce szereg różnorodnych koncepcji. Okazało się jednak, że nowe problemy wymagają budowy nowych modeli lub poważnej modyfikacji istniejących narzędzi badawczych, a modele opracowane dla jednego kraju nie mogą być w sposób prosty adaptowane gdzie indziej. Z tych powodów w badaniach polskiego systemu energetycznego można wykorzystać jedynie ogólne idee i uniwersalne cechy opracowanych gdzie indziej pakietów modelowania. Oprogramowanie takie wymaga na ogół dostosowania do warunków krajowych i specyfiki badanego problemu, zaś opis struktury systemu, jego agregację, i dane wejściowe należy opracować od nowa. W przypadku złożonych modeli jest to jednak i tak bardziej efektywne, niż budowa modelu od podstaw, wymagająca często zaangażowania znacznych środków i wielodyscyplinarnego zespołu specjalistów na kilka lat.

4. Zastosowana metodyka modelowania

4.1 Podejście systemowe

W pracy wykorzystane zostało systemowe podejście badawcze. Nawet pobieżne scharakteryzowanie ogólnej metodologii systemowej jest trudne ze względu na szeroki zakres i różnorodną tematykę badań określaną mianem systemowych (por. np. Sadowski 1978). Próbę usystematyzowania i przedstawienia ogólnych zasad tej metodyki w zastosowaniach inżynierskich znaleźć można w monografii (Bojarski 1984). Poniżej podano jedynie najważniejsze własności podejścia systemowego, bezpośrednio wykorzystane w niniejszej pracy.

Pierwsza podstawowa cecha badań systemowych wynika ze spostrzeżenia poczynionego i sformułowanego jeszcze przez Arystotelesa, że całość to więcej niż suma jej części (za: Bertalanffy 1976). Podejście systemowe podważa sensowność badania złożonych całości poprzez analizę części składowych i proste sumowanie ich własności, gdyż współdziałanie części tworzy nowe własności, których żadna część nie posiada. W tym względzie podejście systemowe przeciwstawia się szeroko rozpowszechnionemu w nauce podejściu redukcjonistycznemu, wskazując na konieczność bardziej całościowego spojrzenia na badane, złożone obiekty rzeczywiste.

Kolejna ważna zasada badań systemowych stwierdza, że badanie właściwości złożonych całości poprzez badanie jej części jest możliwe i uzasadnione, o ile towarzyszy mu rozpoznanie i uwzględnienie wzajemnych zależności, zachodzących między tymi częściami. Zasadę tę najlepiej przedstawia następująca wypowiedź jednego z ojców ogólnej teorii systemów L. Bertalanffy: *"Właściwości i sposoby działania na wyższych poziomach organizacji nie dają się objaśnić przez sumowanie właściwości i sposobów działania ich części składowych badanych oddzielnie. Jednakże, gdy znamy zbiór części składowych i zachodzące między nimi relacje, wyższe poziomy organizacji dają się objaśnić przez ich składniki."* (Bertalanffy 1976).

Przytoczona wypowiedź zwraca uwagę na kluczowe w analizie systemowej pojęcia zbioru części składowych i relacji zachodzących między nimi. Stąd już tylko krok do wprowadzenia pojęcia systemu, które służy do określenia całości składającej się z wzajemnie uporządkowanych i powiązanych (pewnymi relacjami) części. W badaniach systemowych dąży się do opisywania rzeczywistości w kategoriach systemów, ich części składowych oraz powiązań, zarówno pomiędzy częściami składowymi systemu, jak i między różnymi wyróżnionymi systemami.

Podjęcie systemowe zakłada, że badana rzeczywistość jest zbyt złożona, by można było ją w pełni poznać, czyli zrozumieć i opisać wszystkie jej części i zależności zachodzące między nimi. Postuluje więc zastąpienie badanego, złożonego obiektu jego modelem, w którym odwzorowuje się jedynie najważniejsze, zagregowane części i zależności, ale w taki sposób, by zachowanie modelu odpowiadało w przybliżeniu zachowaniu się jego pierwowzoru. Pozwala to na zastąpienie badania rzeczywistych obiektów i procesów badaniem zachowania modelu i formułowanie na tej podstawie wniosków, zachowujących swą ważność także w odniesieniu do badanego fragmentu rzeczywistości.

Każdy model może odwzorować jedynie niektóre, wybrane aspekty rzeczywistości, przy czym odwzorowanie to może być dokonane na wiele sposobów. O przydatności modelu decyduje więc przede wszystkim trafny, ze względu na cel badania, wybór najistotniejszych elementów rzeczywistości, ich cech i wzajemnych relacji oraz odpowiednie ich zagregowanie w modelu, przy równoczesnym pominięciu elementów i relacji mało istotnych. Warunkiem niezbędnym dla dokonania prawidłowej selekcji jest jasne określenie celu badania i prawidłowe sformułowanie problemu. Dla podkreślenia tej cechy stosowanych badań systemowych mówi się czasem o modelowaniu problemów - energetycznych, środowiskowych, ekonomicznych, społecznych (por. np. Hake i in. 1994a).

4.2. Podstawowe definicje

Dla uściślenia dalszych rozważań konieczne jest dokładniejsze sprecyzowanie najważniejszych pojęć używanych w pracy, takich jak: *system*, *model systemu*, *rozwój systemu*, *modelowanie*. Poniżej podano znaczenie tych terminów przyjęte w niniejszej pracy. Przy formułowaniu poniższych definicji korzystano z odpowiednich fragmentów opracowań (Bojarski 1984; Hake i in. 1994a; Bibrowski 1991; Orchard 1976).

Pojęcie systemu, mimo że intuicyjnie dość dobrze rozumiałe, jest rozmaicie definiowane przez różnych badaczy. W niniejszej pracy, zgodnie z definicją podaną przez W. Bojarskiego, *systemem* nazywać będziemy *zbiór* wszystkich i tylko tych *elementów*, które powiązane są pewną *relacją R* i wykazują *własność W*. Zazwyczaj żądamy, by elementy te były tak uporządkowane, aby system jako całość był w maksymalnym stopniu efektywny ze względu na *kryterium efektywności E* w warunkach *U*. (Bojarski 1984).

Powyższa definicja nie nakłada ograniczeń na rodzaj elementów i relacji konstytuujących system. Może być ona równie dobrze wykorzystana do definiowania systemów materialnych (konkretnych) jak i abstrakcyjnych. W ramach niniejszej pracy, ze względu na konieczność rozróżnienia pomiędzy obiektem i jego opisem modelowym, przez **system energetyczny** będziemy rozumieli pewien system konkretny, tzn. istniejący lub mogący zaistnieć w obszarze rzeczywistości. System konkretny stanowi pewien abstrakt fragmentu rzeczywistości, obejmujący jedynie wybrane, ze względu na przyjętą relację R, elementy badanego fragmentu rzeczywistości (rzeczy lub procesy) oraz niektóre istotne dla celu badania własności (cechy) tych wyróżnionych elementów (por. Bojarski 1984).

W odróżnieniu od tak rozumianego systemu przez **model systemu** rozumiemy mniej lub bardziej uproszczone odwzorowanie systemu w formie myślowej (*model myślowy*) lub w postaci równań matematycznych (*model matematyczny*). Zapis równań modelu matematycznego oraz danych do obliczeń w postaci algorytmu obliczeniowego, umożliwiającego rozwiązanie zadania obliczeniowego przy pomocy maszyny cyfrowej, nazywamy *modelem komputerowym*. Model komputerowy tworzony jest na ogół w postaci programu zapisanego w określonym języku programowania lub w postaci aplikacji opracowanej przy pomocy specjalistycznych narzędzi programistycznych, jak np. arkusze kalkulacyjne, czy programy do zarządzania bazami danych.

Każdej z cech i relacji określonych w ramach wyodrębnionego systemu można przyporządkować pewną wartość z określonego zbioru wartości. W systemach dynamicznych, z jakimi mamy do czynienia w niniejszej pracy, wartości cech poszczególnych elementów (rzeczy lub procesów) oraz wartości relacji występujących w systemie mogą ulegać zmianie w czasie. Zbiór wartości wszystkich wyróżnionych cech oraz relacji w systemie w danym momencie czasu określa chwilowy stan systemu. Przez **rozwój systemu** rozumiemy pewien ciąg wzajemnie zależnych stanów systemu następujących po sobie i obserwowanych w pewnych odstępach czasu.

Przez **modelowanie** rozumiany będzie proces badawczy, którego celem jest opracowanie modelu, stanowiącego uproszczone, dokonane z pewnego punktu widzenia odwzorowanie badanego fragmentu rzeczywistości. Model powinien wykazywać najistotniejsze dla celu badania własności fragmentu rzeczywistości, a jego wykorzystanie powinno ułatwić rozwiązanie zdefiniowanego na początku badania problemu.

4.3 Procedura modelowania

Poniżej przedstawiono schemat procedury modelowania, która została zastosowana w niniejszej pracy. W jej konstrukcji wykorzystano propozycje przedstawione w pracach (Bojarski 1984; Bibrowski 1991; Hake i in. 1994a). Przedstawia ona najważniejsze etapy procesu odwzorowania złożonego rzeczywistego obiektu przy pomocy ograniczonej liczby kategorii abstrakcyjnych, matematycznych i informatycznych.

1. Sformułowanie problemu

Punktem wyjścia badania jest najczęściej dobrze określony problem decyzyjny. Stanowi on podstawę do sformułowania problemu (zadania) badawczego, którego rozwiązanie dostarczyć ma danych ułatwiających rozstrzygnięcie problemu decydenta. Zdefiniowanie problemu badawczego obejmuje m.in. określenie obszaru i celu badania, stopnia szczegółowości, horyzontu czasowego oraz sprecyzowanie najważniejszych badanych wielkości.

2. Zdefiniowanie systemu dla potrzeb badania

Po sformułowaniu problemu badawczego kreowany jest system. Stanowi on pewien abstrakt, a zarazem model badanego fragmentu rzeczywistości, dostosowany do celu badania. Na tym etapie wyróżnia się elementy systemu, ich cechy oraz związki między nimi, a także wskazuje istotne elementy otoczenia i powiązania międzysystemowe.

3. Opracowanie modelu

Etap ten obejmuje kolejne fazy formalizacji opisu zdefiniowanego uprzednio systemu. Wyróżnia się tu następujące podetapy:

- opracowanie bazy danych do opisu elementów systemu i ich powiązań,
- sformułowanie zadania matematycznego, występujących w nim wielkości i algorytmu obliczeniowego,
- sformułowanie matematycznego opisu systemu,
- opracowanie oprogramowania do rozwiązania zadania i prezentacji wyników,
- pozyskanie i opracowanie danych,
- testowanie i ocenę modelu.

Istotnym punktem jest przetestowanie i ocena modelu. Potrzeba takiej *a posteriori* weryfikacji przyjętych rozwiązań metodycznych ma dwie główne przyczyny. Pierwsza to konieczność skonfrontowania koncepcji modelu z możliwościami w zakresie pozyskania wiarygodnych danych. Druga natomiast wynika z faktu, iż badając złożony obszar rzeczywistości, trudno jest od razu wychwycić wszystkie istotne dla badania cechy i zależności. Stąd też potrzebna jest ocena, czy opracowany model odwzorowuje te cechy i zależności w sposób prawidłowy.

4. Przeprowadzenie badań z użyciem modelu, analiza i interpretacja wyników

W tym etapie wykonywane jest właściwe badanie. Opracowany wcześniej model, wraz z przygotowanym zestawem danych wejściowych, wykorzystuje się do przeprowadzenia niezbędnych analiz, symulacji i obliczeń. Dokonywana jest tu także analiza i interpretacja uzyskanych wyników liczbowych.

5. Sformułowanie wniosków i przekazanie ich wraz z wynikami obliczeń decydentom

Jest to końcowy lecz bardzo ważny etap, decydujący często o użyteczności przeprowadzonych analiz. Na podstawie wyników liczbowych formułowane są wnioski użyteczne dla decydentów. Prezentowane wnioski jak i wyniki obliczeń powinny odnosić się do określonego na wstępie problemu decyzyjnego.

W niniejszej pracy przedstawiona powyżej procedura została w miarę możliwości konsekwentnie zastosowana. Należy jednak zaznaczyć, że zamiast budowy narzędzia obliczeniowego od podstaw, wykorzystano pakiet EFOM-ENV/GAMS - jako punkt wyjścia do opracowania polskiego modelu.

5. Model krajowego systemu energetycznego

5.1. Sformułowanie problemu badawczego

Główną motywacją do podjęcia niniejszej pracy były polskie zobowiązania dotyczące ograniczenia emisji gazów cieplarnianych oraz konieczność wypracowania stanowiska naszego kraju w przyszłych negocjacjach międzynarodowych. Problemy decyzyjne związane z tymi zagadnieniami można zawrzeć w następujących dwóch pytaniach:

1. *Czy i jakie działania należy podjąć na szczeblu rządowym w celu wypełnienia już podjętych zobowiązań w zakresie stabilizacji bądź redukcji emisji gazów cieplarnianych w Polsce?*
2. *Jakie dalsze zobowiązania są możliwe do spełnienia przez nasz kraj w przyszłości i w związku z tym mogą być podstawą do formułowania stanowiska strony polskiej w negocjacjach zaplanowanych na najbliższe lata?*

Z analizy tak określonego problemu decyzyjnego można wywieść następujące przesłanki, ułatwiające prawidłowe zaplanowanie i przeprowadzenie badań.

Obszar i stopień szczegółowości badania

Głównym obszarem badania powinien być system energetyczny całego kraju, obejmujący procesy pozyskania, przetwarzania i końcowego użytkowania nośników energii. Analiza powinna objąć zarówno stronę podażową jak i popytową systemu. Wynika to z faktu, iż według najnowszej inwentaryzacji (FEWE 1995) ponad 97 % krajowej emisji CO₂ i ponad 85 % emisji wszystkich gazów cieplarnianych w 1992 r. powodowane było spalaniem paliw dla celów energetycznych. Pozostałe emisje pochodziły z procesów przemysłowych (ok. 3 %), rolnictwa (ok. 6 %) i gospodarki komunalnej (ok. 5 %). Nie przewiduje się istotnej zmiany tych proporcji w najbliższych 20 - 25 latach. Istotne jest również, iż większość rozpoznanych i możliwych do realizacji przedsięwzięć redukcji emisji gazów cieplarnianych dotyczy gospodarki energetycznej.

Poziom szczegółowości analizy powinien być dostosowany do badania obejmującego wiele sektorów gospodarki i różne nośniki energii w skali całego kraju.

Czasowy horyzont badania

Badanie powinno obejmować okres przynajmniej 20 - 25 lat ze względu na czasowy zasięg ewentualnych dalszych zobowiązań redukcji emisji CO₂ oraz z powodu dużej bezwładności systemu energetycznego, która utrudnia szybkie zmniejszenie emisji.

Wielkości uwzględniane w badaniu

Badane wielkości obejmować powinny najważniejsze kategorie brane pod uwagę w polityce społeczno - gospodarczej, energetycznej i ekologicznej na poziomie kraju:

- ekonomiczne, jak np. koszty i nakłady inwestycyjne,
- energetyczne, np. poziom i struktura zużycia nośników energii, kierunki zaopatrzenia kraju w paliwa i energię itp.,
- ekologiczne, np. emisje zanieczyszczeń do atmosfery,
- ewent. inne, np. poziom zatrudnienia, obciążenie budżetów domowych.

Spśród gazów cieplarnianych główny nacisk należy położyć na badanie możliwości zmniejszenia emisji dwutlenku węgla, który ma dominujący udział w efekcie cieplarnianym. Dane określające poziom emisji innych gazów cieplarnianych oraz koszty zmniejszenia tych emisji są nadal stosunkowo mało wiarygodne. Trudno więc na ich podstawie formułować wiążące wnioski dla decydentów centralnych.

Organizacja i zakres obliczeń

Obliczenia modelowe powinny być nakierowane na analizę najważniejszych zagadnień wyróżnionych w zakresie badanego problemu. Sformułować można następujące wskazówki, które będą pomocne w organizacji obliczeń:

1. Dla oceny skali problemu potrzebne jest określenie przewidywanych przyszłych poziomów emisji CO₂ w Polsce przy braku działań nakierowanych na jej zmniejszenie;
2. Ze względu na rodzaj zobowiązań (określony docelowy poziom emisji w określonym roku) zadanie polegać powinno na poszukiwaniu najkorzystniejszego zestawu przedsięwzięć prowadzących do spełnienia tych zobowiązań (zagadnienie optymalizacyjne). Alternatywnie należy przebadać skutki wprowadzenia podatku węglowego;
3. Ze względu na planowane dalsze negocjacje należy przebadać możliwości i skutki spełnienia różnych, nawet hipotetycznych zobowiązań odnośnie zmniejszenia emisji CO₂;

4. Możliwość wystąpienia w przyszłości różnych warunków (dotyczących np. tempa rozwoju społeczno-gospodarczego, zakresu możliwego wykorzystania nośników energii o niższych emisjach, postępu technologicznego itp.) wymaga przeprowadzenia badań dla różnych zestawów założeń (scenariuszy) opisujących te warunki.

Dla prawidłowego sformułowania zadania istotne jest określenie rodzajów działań jakie mogą być podjęte przez organy rządowe w celu zmniejszenia emisji CO₂. W gospodarce rynkowej są to na ogół działania pośrednie, realizowane poprzez regulacje prawne i instrumenty ekonomiczne. Wśród najważniejszych instrumentów będących w dyspozycji rządu wymienić można: standardy emisji, normy efektywności energetycznej urządzeń i budynków, opłaty emisyjne, instrumenty podatkowe, w tym tzw. podatek węglowy, subsydia, preferencyjne kredyty, negocjowanie warunków dużych inwestycji, polityka w zakresie zaopatrzenia kraju w paliwa i energię, a także akcje informacyjne.

Spośród wymienionych instrumentów jedynie podatek węglowy ma charakter powszechny i obejmuje wszystkich użytkowników paliw. Pozostałe natomiast są bardziej selektywne i oddziałują na określone grupy podmiotów gospodarczych lub gospodarstw domowych. Prawidłowe zastosowanie tych instrumentów wymaga wpieryw określenia najbardziej efektywnych przedsięwzięć redukcji emisji CO₂ oraz obszarów w jakich mogą być one realizowane.

Mając na uwadze powyższe wnioski, podstawowe zadanie badawcze formułuje się następująco:

Należy opracować optymalne strategie stabilizacji i redukcji emisji CO₂ z systemu energetycznego Polski, przy zaspokojeniu popytu krajowego na energię i/lub usługi energetyczne dla różnych możliwych warunków U.

Przez strategie rozumie się określone zestawy przedsięwzięć technologicznych, przewidzianych do realizacji w określonych momentach czasu, zaś "optymalne" oznacza minimalizację kosztów zaspokojenia potrzeb energetycznych kraju przy ograniczaniach emisji CO₂. Przez warunki U rozumie się różnego rodzaju ograniczenia i wymagania stawiane przed systemem energetycznym. Dotyczą one dopuszczalnych poziomów emisji zanieczyszczeń, wydolności infrastruktury energetycznej (krajowych sieci elektroenergetycznych, gazowniczych,

ciepłowniczych, połączeń międzynarodowych, infrastruktury portowej itp.), możliwości zakupów paliw i energii oraz preferencji społecznych i politycznych dotyczących określonych rozwiązań technologicznych, czy zaopatrzeniowych. Strategie takie należy opracować dla różnych możliwych warunków U oraz różnych wymagań odnośnie zmniejszenia emisji CO_2 . Należy również określić syntetyczne charakterystyki krajowego systemu energetycznego, określające zmiany struktury paliwowej i technologicznej oraz zmiany kosztów zaspokojenia potrzeb energetycznych kraju w funkcji docelowych wielkości emisji CO_2 .

Realizacja powyższego zadania wymaga opracowania technologicznie zorientowanego modelu systemu energetycznego kraju. Powinien on uwzględniać zagadnienia energetyczne, kosztowe, środowiskowe i ewentualnie społeczne oraz 20 - 25 letni horyzont czasu. Z punktu widzenia algorytmu obliczeniowego model należy sformułować jako zadanie optymalizacyjne.

Ze względu na interakcje zachodzące pomiędzy emisją dwutlenku węgla a emisją innych zanieczyszczeń, narzędzie badawcze powinno dawać także możliwość opracowania strategii redukcji emisji zanieczyszczeń atmosfery, których skutki ujawniają się w skali lokalnej, czy regionalnej np. SO_2 i NO_x .

5.2. System energetyczny kraju jako przedmiot modelowania

W fachowej literaturze energetycznej określenie *system energetyczny* spotyka się bardzo często. Znacznie rzadziej natomiast podejmowane są próby jego zdefiniowania, a te stosunkowo nieliczne podane definicje znacznie różnią się między sobą (por. np. Bojarski 1983, Hake i in. 1994a, Ziębik 1989). Zdefiniowanie *krajowego systemu energetycznego* dla potrzeb niniejszej pracy wymaga wskazania elementów składowych i podstawowych relacji konstytuujących system. Mając na uwadze sformułowane w poprzednim punkcie zadanie badawcze w obecnej pracy przyjęto technologiczne ujęcie systemu.

Przez system energetyczny rozumieć się będzie ogół stworzonych przez człowieka obiektów służących do pozyskania, przetwarzania, transportu, rozdziału lub użytkowania nośników energii (Bojarski 1983). Obiekty te powiązane są relacją o charakterze technologicznym, polegającą na przekazywaniu nośników energii, stanowiących uzyski jednego obiektu, na wsad drugiego. Cechą, która decyduje o uznaniu danego obiektu za element systemu jest występująca w nim produkcja,

przesyłanie lub zużycie nośników energii. Krajowy system energetyczny obejmować będzie wszystkie tego typu obiekty w kraju.

Elementami, z których składa się krajowy system energetyczny, mogą być np. elektrownie, kopalnie, rafinerie, kotłownie lokalne lub indywidualne. Są one również systemami, które obejmują urządzenia techniczne, pracowników i ich wiedzę, organizację, materiały itp. Dla celów danego badania obiekty te są jednak traktowane jak "czarne skrzynki", a ich struktura wewnętrzna nie jest rozpatrywana. W modelu opisywane są one przez wejścia i wyjścia oraz określony zestaw parametrów. Nie ma jednak przeszkód, by przy bardziej szczegółowym badaniu wyróżnić w ramach tych samych obiektów poszczególne bloki energetyczne, pokłady wydobywcze, czy kolejne etapy rafinacji ropy naftowej. Decyzja o wyborze poziomu szczegółowości zależy przede wszystkim od celu badania.

5.2.1. Najważniejsze podsystemy krajowego systemu energetycznego

Ze względu na duże rozmiary, wygodnie jest rozpatrywać krajowy system energetyczny jako składający się z mniejszych, bardziej jednorodnych obszarów. Ze względu na różną pełnią w systemie funkcję, wyróżnić można w nim stronę podażową i popytową. Strona podażowa obejmuje dostawców nośników energii i usług energetycznych, zaś popytowa - ich odbiorców.

Po stronie podażowej wydzielić można mniejsze, bardziej jednorodne i powiązane ze sobą podsystemy, które obejmują pozyskanie, przetwarzanie oraz dostawy pokrewnych nośników energii.

Podsystem paliw stałych

Podsystem ten obejmuje następujące nośniki energii: węgiel kamienny, brunatny, koks i półkoks oraz brykiety. Najważniejsze rodzaje technologii w tym podsystemie to wydobywanie węgla kamiennego, brunatnego, wzbogacanie węgla kamiennego, produkcja koksu oraz brykietowanie węgla kamiennego i brunatnego. Transport paliw stałych odbywa się głównie koleją i transportem drogowym. Magazynowanie wymaga miejsca na budowę odpowiednich składowisk.

Podsystem paliw ciekłych

Obejmuje pozyskanie ropy naftowej (szyby naftowe oraz import), rafinerie przerobu ropy naftowej, infrastrukturę do magazynowania, transportu i dystrybucji paliw i produktów

rafineryjnych. Ze względu na niemal całkowite uzależnienie dostaw krajowych od importu ropy naftowej istotne znaczenie ma infrastruktura importowa - rurociągi oraz terminale portowe do przeładunku ropy naftowej. Polska posiada połączenia rurociągowo z Rosją oraz rozbudowywany terminal naftowy w Porcie Północnym. Podstawowe energetyczne produkty rafineryjne obejmują benzyny, olej napędowy i opały, gaz ciekły propan - butan oraz gaz rafineryjny.

Podsystem gazoenergetyczny

Podsystem ten składa się ze źródeł zasilania, sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, stacji odazotowania, stacji mieszania, rozkładni gazu oraz zbiorników podziemnych. W przyszłości może dodatkowo objąć terminale do importu i składowania skroplonego gazu ziemnego (LNG) oraz instalacje do jego regazyfikacji (Trzop 1996). Do źródeł zasilania zaliczyć można kopalnie krajowe, import gazu ziemnego (w tym gazu skroplonego), instalacje odmetanowania kopalń, a także koksoownie i gazownie. Podobnie jak w przypadku ropy naftowej, wobec przewidywanego wzrostu krajowego zużycia gazu ziemnego, ważną rolę odgrywa infrastruktura do jego importu.

W polskim systemie gazowniczym występują obecnie trzy rodzaje gazu ziemnego: wysokometanowy, zaazotowany oraz gaz koksoowniczy. Ten ostatni jest stopniowo wycofywany z rozprowadzania sieciowego i będzie wykorzystywany głównie w lokalnych obiektach energetycznych. Znaczenie gazów pochodzących z gazowni, czadnic, czy wylewni jest obecnie marginesowe. W najbliższych latach dominujące i rosnące znaczenie będzie miał gaz ziemny wysokometanowy pochodzący przede wszystkim z importu.

Podsystem elektroenergetyczny

Podsystem elektroenergetyczny składa się z obiektów służących do wytwarzania, przesyłania, rozdzielania i dystrybucji energii elektrycznej połączonych ze sobą funkcjonalnie dla realizacji procesu ciągłej dostawy energii elektrycznej do odbiorców (Bernas 1982).

W systemie elektroenergetycznym po stronie produkcji znajdują się elektrownie i elektrociepłownie zawodowe, elektrociepłownie przemysłowe oraz prywatne mini elektrownie wodne. Po stronie przesyłu wyróżniane są sieci przesyłowe wysokiego napięcia oraz sieci rozdzielcze i dystrybucyjne średniego i niskiego napięcia wraz ze stacjami transformatorowymi. Możliwości techniczne zagranicznej wymiany energii elektrycznej są obecnie znaczne - dzięki powiązaniom polskiego systemu elektroenergetycznego z krajami Europy Środkowo-Wschodniej w systemie CENTREL oraz powiązaniom z zachodnioeuropejskim systemem UCPTÉ.

Podsystem ciepłnoenergetyczny

Podsystem ten składa się z wydzielonych terytorialnie komunalnych lub przemysłowych systemów ciepłowniczych. Ich celem jest zasilanie odbiorców w ciepło zawarte w gorącej parze wodnej lub podgrzanej wodzie. Do elementów systemów ciepłowniczych należą źródła ciepła, sieci ciepłownicze, węzły ciepłownicze i instalacje odbioru ciepła. Do systemowych źródeł ciepła zalicza się elektrociepłownie i ciepłownie komunalne, które produkują głównie na potrzeby odbiorców bytowych oraz elektrociepłownie i ciepłownie przemysłowe - dostarczające ciepło przede wszystkim na cele technologiczne i bytowe zakładów przemysłowych.

Podsystem energetyki jądrowej

Podsystem ten obejmuje zaopatrzenie w paliwo jądrowe, jego energetyczne wykorzystanie w reaktorach jądrowych, przeróbkę wypalonego paliwa i składowanie radioaktywnych odpadów. Obecnie podsystem ten nie występuje w kraju. W badanym okresie czasu (20 - 25 lat) może się jednak pojawić potrzeba budowy tego podsystemu wraz z budową nowych elektrowni jądrowych.

Rozproszone pozyskanie nośników energii

Oprócz wyżej wymienionych podsystemów, można wyróżnić po stronie podażowej rozproszone pozyskanie drewna, torfu, odpadów roślinnych, gazów odpadowych, ciepła odpadowego oraz ich lokalne wykorzystanie na cele energetyczne.

Strona popytowa systemu energetycznego obejmuje praktycznie całą gospodarkę krajową oraz gospodarstwa domowe. W tym obszarze nie można wyróżnić kilku dużych podsystemów, tak jak po stronie podażowej. Występuje natomiast wielka liczba małych, średnich lub dużych *podsystemów instalacji i odbiorników* - w zakładach produkcyjnych, usługowych oraz w gospodarstwach domowych.

Większość urządzeń odbiorczych służy do przetwarzania nośników energii w bezpośrednio użyteczne postaci energii, takie jak energia kinetyczna, ciepło ogrzewania pomieszczeń, ciepła woda użytkowa, energia świetlna itp. Do podstawowych rodzajów urządzeń odbiorczych należą instalacje grzewcze, pompy, napędy (w tym środki transportu), chłodziarki, instalacje oświetleniowe, wentylatory i urządzenia elektroniczne. Inną kategorię odbiorników stanowią procesy przemysłowe, gdzie nośniki energii stanowią wsad surowcowy do produkcji (np. duże zakłady produkcji nawozów azotowych).

5.2.2. Otoczenie krajowego systemu energetycznego i jego powiązania międzysystemowe

Oprócz powiązań wewnątrzsystemowych kluczowe znaczenie dla przyszłego rozwoju systemu energetycznego kraju mają jego związki z innymi systemami, znajdującymi się w jego otoczeniu. Do najważniejszych systemów otoczenia zalicza się na ogół: system społeczny, prawno - administracyjny, gospodarczy, finansowy i ekologiczny (środowisko). Wymienione powyżej podstawowe systemy wraz z systemem energetycznym nazywane są czasem nadsystemem społeczno - gospodarczym.

Powiązania z *systemem społecznym* dotyczą m.in. zatrudnienia i wypłat wynagrodzeń dla pracowników, dostarczania nośników energii do gospodarstw domowych i pobierania za nie opłat. Ze względu na dużą skalę obiektów energetycznych istotny wpływ na rozwój systemu energetycznego mają preferencje społeczne dotyczące np. rozwoju energetyki jądrowej.

System prawno - administracyjny oddziałuje istotnie na system energetyczny poprzez różnego typu instrumenty prawne i ekonomiczne jak koncesje, opłaty i podatki, wymagania w zakresie ochrony środowiska, określanie minimalnych zapasów paliw itp.

System gospodarczy jest bardzo silnie powiązany z krajowym systemem energetycznym. Przede wszystkim jest głównym odbiorcą nośników energii wykorzystywanych do produkcji i usług. Jest też głównym płatnikiem oraz dostawcą urządzeń, usług i materiałów niezbędnych do funkcjonowania i rozwoju systemu.

Budowa dużych obiektów energetycznych jest niezwykle kosztowna i często wymaga kredytów inwestycyjnych. Dostępność i umiarkowany koszt (oprocentowanie) kredytu jest więc często niezbędnym warunkiem opłacalnego inwestowania w energetyce. Rozwój systemu energetycznego jest przez to w dużej mierze uzależniony od krajowego *systemu finansowego*, a także od dostępu do korzystnych kredytów zagranicznych.

Oddziaływanie krajowego systemu energetycznego na *środowisko* polega głównie na emisji zanieczyszczeń atmosfery, zanieczyszczaniu wód powierzchniowych (np. przez słone wody kopalniane), składowaniu odpadów i powodowaniu szkód górniczych. Pośrednio oddziałuje także na świat roślin i zwierząt. Przy pozyskaniu paliw kopalnych następuje także szczypanie nieodnawialnych zasobów surowców energetycznych: węgla, ropy naftowej i gazu ziemnego. Wpływ środowiska z kolei polega na udostępnianiu dóbr o ograniczonych zasobach: surowców energetycznych, wody, terenów pod budowę i czystego powietrza a także odnawialnych zasobów energii (energii słonecznej, wiatrowej, wodnej, geotermalnej).

W otoczeniu systemu krajowego wyróżnić można także zagraniczne źródła pozyskania (importu) nośników energii oraz eksportowe rynki zbytu produktów energetycznych. Podstawowym czynnikiem, który określa warunki wymiany zagranicznej, są ceny obowiązujące na międzynarodowym rynku paliw i energii. Polska importuje i eksportuje znaczne ilości nośników energii. W badaniu należy więc uwzględnić wpływ sytuacji na międzynarodowym rynku energetycznym na system krajowy.

5.3. Narzędzie modelowania

Do budowy modelu polskiego systemu energetycznego wykorzystano pakiet modelowania EFOM-ENV w wersji GAMS (por. opis modelu EFOM w rozdz. 3.2). Ogólne rozwiązania dotyczące sposobu odwzorowania i matematycznego opisu systemu zostały przyjęte zgodnie ze standardem EFOM-a. Wykorzystano również w możliwym zakresie oprogramowanie dostarczone przez twórców pakietu. Oprogramowanie to zostało następnie przez autora rozwinięte i dostosowane do specyfiki polskiego systemu energetycznego oraz potrzeb badanej problematyki (zob. rozdz. 5.7).

5.3.1. Uzasadnienie wyboru pakietu EFOM-ENV

Opracowanie od podstaw złożonego oprogramowania umożliwiającego budowę modelu krajowego systemu energetycznego wraz z jego pełnym przetestowaniem jest zadaniem, którego realizacja wymaga długiego czasu i wielodyscyplinarnego zespołu specjalistów. W taki sposób powstawały między innymi powszechnie uznawane obecnie pakiety modelowania jak MARKAL - przy silnym wsparciu rządu USA i Międzynarodowej Agencji Energetycznej, czy pakiety EFOM-ENV w wersji FORTRAN i GAMS opracowane na zlecenie Komisji Wspólnot Europejskich. Z tego powodu nie było możliwe, ani też celowe stworzenie w ramach niniejszej pracy tego typu oprogramowania od podstaw.

Wybór narzędzia modelowania ograniczał się do kilku uznanych w skali międzynarodowej pakietów, które zostały opisane w rozdz. 3.2. Nie wszystkie są łatwo dostępne, a pozyskanie niektórych z nich jest kosztowne. Najkorzystniejszym sposobem uzyskania dostępu do tego typu oprogramowania jest uczestnictwo w projektach międzynarodowych lub współpraca z silnymi

ośrodkami zachodnioeuropejskimi. Dokonany wybór pakietu modelowania EFOM-ENV w języku GAMS poparty był następującymi argumentami:

- pakiet stanowi uznany standard europejski, co zwiększa porównywalność wyników,
- umożliwia zintegrowaną analizę strony podażowej i popytowej,
- przyjmuje bliską intuicyjnej koncepcję odwzorowania systemu energetycznego,
- pozwala na wykorzystanie danych zgromadzonych wcześniej w ZPE IPPT PAN,
- nawiązana została bliska współpraca z twórcami oprogramowania,
- dostępny był kod źródłowy w języku GAMS, umożliwiający modyfikację oprogramowania i wprowadzanie potrzebnych rozszerzeń.

5.3.2. Ogólna koncepcja odwzorowania krajowego systemu energetycznego

Ponizej przedstawiono rozwiązania zastosowane w pakiecie EFOM-ENV decydujące o sposobie modelowego odwzorowania systemu energetycznego (Van den Broek i in. 1992; Kruijk 1994). Zostały one przez autora usystematyzowane i przedstawione w poniższym tekście w partiach przedstawiających podstawowe komponenty modelowego opisu systemu: elementy składowe, ich cechy, wzajemne relacje oraz wielkości określające stan systemu.

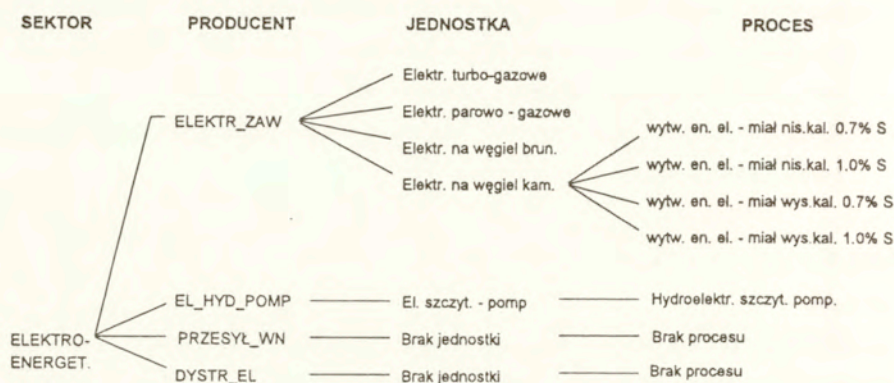
Elementy składowe i ich organizacja

W pakiecie EFOM-ENV/GAMS wyróżnione zostały cztery poziomy agregacji systemu energetycznego. Na poszczególnych poziomach wyróżnia się następujące elementy: *sektory, producenci, jednostki, procesy*. Zależności pomiędzy elementami znajdującymi się na różnych poziomach mają charakter hierarchiczny, tzn. jeden element wyższego poziomu obejmuje wiele elementów poziomu niższego np. *jednostka* zawiera na ogół od jednego do kilku *procesów*. Przykład organizacji elementów systemu w modelu przedstawiono na rys. 5.1.

Podstawowymi elementami, z których budowany jest system energetyczny są *procesy*, które w modelu produkują i/lub zużywają nośniki energii. Każdy *proces* modelowy reprezentuje określoną realizację przemiany energetycznej w obszarze pozyskania, przetwarzania, transportu lub użytkowania energii i charakteryzowany jest określonym zestawem parametrów technicznych, ekonomicznych i środowiskowych.

Jednostka (ang. unit) obejmuje od jednego do kilku *procesów*. W modelu systemu energetycznego jednostka przedstawia grupę obiektów energetycznych, w szczególności warstwę

ich wyposażenia technicznego. Na poziomie *jednostki* definiowane są moce (zdolności produkcyjne) oraz koszty stałe, niezależne od wielkości produkcji. Pojęcie *jednostki* będzie w dalszym tekście utożsamione z używanym częściej terminem *technologia*.



Rys. 5.1. Przykład uporządkowania elementów modelu w sektorze elektroenergetycznym

Producent w modelu obejmuje grupę *technologii* spełniających w systemie podobną funkcję np. wszystkie technologie produkcji energii elektrycznej sprzedawanej do sieci ogólnokrajowej. *Producent* reprezentuje określony rodzaj przemiany energetycznej. Na poziomie *producenta* definiowana jest sieć *przepływów nośników energii*, która odwzorowuje zagregowaną strukturę powiązań energetycznych w systemie.

Podział na *sektory* ma charakter porządkujący. Wpływa na postać zestawień wyników obliczeń, umożliwiając ich dostosowanie do żądanej postaci, np. określonych tablic statystycznych.

Wymienione wyżej elementy służą do opisanego strony energetycznej systemu. Oprócz nich uwzględniono możliwość odwzorowania technologii ochrony atmosfery, które służą do zmniejszenia oddziaływania systemu energetycznego na środowisko.

Relacje

Zgodnie z wcześniej podaną definicją systemu energetycznego podstawową relacją wiążącą elementy w systemie jest uczestniczenie i współdziałanie w ciągu przemian energetycznych od pozyskania po końcowe użytkowanie form energii.

Powiązania energetyczne występujące pomiędzy elementami systemu można przedstawić w postaci grafu, którego wierzchołkami są procesy zużywające lub produkujące określone nośniki energii, a krawędziami są przepływy nośników energii występujące między tymi procesami. Ponieważ sieć powiązań pomiędzy pojedynczymi procesami lub obiektami jest bardzo złożona, w pakiecie EFOM-ENV/GAMS odwzorowuje się przepływy zagregowane, opisywane na poziomie *producenta* (por. rys. 5.3). Konfiguracja sieci przepływów zdefiniowanych na tym poziomie jest dobrze czytelna i stosunkowo stabilna w czasie. Zmieniają się natomiast wielkości przepływów, które stanowią ważną informację o aktualnym stanie systemu i sile powiązań.

Sieć powiązań zdefiniowana dla całego systemu energetycznego obejmuje trzy podstawowe rodzaje przepływów:

- źródłowe,
- wewnątrzsystemowe,
- popytowe.

Przepływy źródłowe zasilają system energetyczny w nośniki energii. Pochodzą one z importu lub z zasobów naturalnych. Źródła zasilania są w modelu reprezentowane przez tzw. kategorie źródłowe (*resource categories*). Przepływy wewnątrzsystemowe dostarczają uzyski jednego producenta na wsad drugiego. Przepływy popytowe odwzorowują dostawy nośników energii do końcowych odbiorców, którzy są reprezentowani w modelu przez kategorie popytowe (*demand categories*).

Twórca modelu, który przy pomocy oprogramowania EFOM-ENV odwzorowuje badany system energetyczny, uwzględnić powinien nie tylko aktualnie występujące przepływy nośników energii pomiędzy wyróżnionymi producentami, ale także te, które mogą się pojawić w przyszłości.

Oprócz powiązań ściśle energetycznych występują również w modelu powiązania technologiczne pomiędzy procesami przetwarzania energii i współpracującymi z nimi technologiami ochrony atmosfery. Te i inne relacje, takie jak np. zależności pomiędzy wielkością produkcji a wymaganą dla niej mocą produkcyjną zostaną opisane bardziej szczegółowo w rozdz. 5.5 przy prezentacji równań matematycznych.

Parametry

Wybór parametrów dla poszczególnych elementów modelu wskazuje, jakie cechy tych elementów są istotne z punktu widzenia badania określonej klasy problemów. Poniżej wymienione zostały najważniejsze parametry uwzględniane w opisie systemu energetycznego.

Parametry definiowane dla każdego *procesu*:

- nazwy wsadów i uzysków oraz ich udziały,
- sprawność przemiany (iloraz uzysku do wsadu),
- koszty zmienne, z wyłączeniem kosztów paliwowych, wyrażone na jednostkę produkcji (uzysku) danego procesu,
- wskaźniki emisji zanieczyszczeń atmosfery, wyrażone na jednostkę wsadu,
- wskaźniki sezonowego i dobowego rozkładu zużycia (dla procesów zużywających nośniki "sezonowe" - energię elektryczną lub ciepło).

Parametry definiowane dla każdej *jednostki (technologii)*:

- wskaźnik dostępności mocy, określający maksymalny czas pracy z pełnym obciążeniem,
- czas życia (okres eksploatacji technicznej),
- jednostkowe nakłady inwestycyjne, wyrażone na jednostkę mocy lub zdolności produkcyjnej,
- jednostkowe koszty stałe, niezależne od poziomu produkcji, wyrażone na jednostkę mocy lub zdolności produkcyjnej,
- rodzaj pracy (określa możliwość pracy w podstawie obciążenia i/lub w paśmie obciążenia szczytowego).

Parametry definiowane dla *przepływów nośników energii*:

- sprawność przesyłania,
- jednostkowe koszty przesyłania, wyrażone na jednostkę przestanej energii,
- jednostkowe emisje zanieczyszczeń,
- cena zakupu lub cena sprzedaży (w modelu systemu krajowego dotyczą one cen transakcyjnych w handlu zagranicznym),
- wskaźniki sezonowego i dobowego rozkładu odbioru energii.

Parametry określane dla *technologii ochronnej*:

- jednostkowe nakłady inwestycyjne, odniesione do jednostki mocy obsługiwanej technologii energetycznej,
- wskaźnik dostępności mocy,
- koszty zmienne, odniesione do jednostki produkcji obsługiwanej technologii energetycznej,

- wskaźnik redukcji emisji zanieczyszczeń, wyrażony na jednostkę wsadu obsługiwanej technologii energetycznej.

Parametry otoczenia systemu:

- popyt na energię końcową i/lub użyteczną,
- ceny paliw i energii w handlu zagranicznym,
- wartość stopy dyskontowej,
- wartości określające dopuszczalne emisje zanieczyszczeń, dostępne środki inwestycyjne, możliwe tempo wdrażania nowych technologii, warunki infrastrukturalne i techniczne.

Wielkości określające stan systemu

Najważniejsze uwzględniane wielkości określające stan systemu to:

- wartości mocy zainstalowanych w poszczególnych technologiach energetycznych,
- moce technologii ochronnych,
- poziom produkcji z poszczególnych procesów energetycznych,
- poziomy aktywności technologii ochronnych,
- wartości wyróżnionych w systemie przepływów energii.

Stanowią one podstawowe zmienne wyliczane w obliczeniach modelowych. Na ich podstawie wyliczane są pozostałe, istotne dla tego typu badań wielkości pochodne, jak np.: łączna produkcja i zużycie nośników energii, koszty stałe i zmienne, emisje zanieczyszczeń, czy nakłady inwestycyjne.

5.4. Odzworowanie struktury polskiego systemu energetycznego

Opis technologicznej struktury systemu energetycznego w modelu EFOM-PL wymagał wyodrębnienia sektorów, określenia listy nośników energii, wyróżnienia najważniejszych technologii, ich agregacji oraz zdefiniowania sieci przepływów nośników energii. Tak określona struktura systemu stanowi nie tylko odzwierciedlenie istniejącego stanu systemu energetycznego kraju, ale także zawiera elementy, które mogą pojawić się w przyszłości.

5.4.1. Agregacja nośników energii

Agregacja nośników energii zastosowana w modelu EFOM-PL oparta została na agregacji przyjętej w modelu SPSEK-E (Cofała i in. 1989a). Lista nośników została jednak poszerzona odpowiednio do potrzeb niniejszego badania.

W modelu uwzględnione zostały wszystkie nośniki energii występujące w krajowych zbiorczych bilansach energii publikowanych przez CIE i GUS (np. GUS 1994b). W niektórych przypadkach potrzebna była jednak dezagregacja nośników energii. W szczególności, ze względu na dominującą rolę węgla w polskiej gospodarce energetycznej, polski model rozróżnia dziewięć rodzajów węgla kamiennego i dwa rodzaje węgla brunatnego. Dokonano również dezagregacji ciepła, które w zależności od parametrów i sposobu wykorzystania dzielone jest w modelu na ciepło do celów bytowych i przemysłowych. Rozszerzeniem w stosunku do wcześniejszych modeli krajowych jest rozróżnienie energii elektrycznej ze względu na poziom napięcia. Wyróżnienie energii elektrycznej na wysokich, średnich i niskich napięciach daje m.in. możliwość analizy wpływu zmian napięciowej struktury zużycia energii elektrycznej na poziom strat sieciowych, produkcji i emisji zanieczyszczeń.

W aspekcie ochrony atmosfery i redukcji gazów cieplarnianych istotną rolę w przyszłości mogą odegrać odnawialne, czyste formy energii. Dla umożliwienia zbadania ich perspektywicznego znaczenia w systemie energetycznym kraju wprowadzono do modelu następujące nośniki energii: energię słoneczną, wiatrową, wodną, biomasę z upraw rolniczych (głównie słomę) i pozostałą biomasę (drewno opałowe, odpadki drzewne i drewno odpadowe).

Oprócz pierwotnych i wtórnych nośników energii model obejmuje niektóre formy energii użytecznej oraz wybrane energochłonne wytwory lub usługi traktowane jako końcowe produkty łańcucha przemian energetycznych. W obecnej wersji modelu w tej grupie uwzględniono ciepło ogrzewania pomieszczeń, wyroby gorącocalcowane oraz usługi przewozowe w podziale na transport towarowy i pasażerski. Technologie produkcji tych wytworów włączono do optymalizacji. Pozostałe odbiory nie podlegają w modelu optymalizacji, opisywane są natomiast poprzez zgłaszany popyt na nośniki energii. Pełna lista nośników energii wyróżnionych w modelu EFOM-PL wraz z wartościami najważniejszych parametrów została przedstawiona w tabl. 5.1.

Tablica 5.1. Lista nośników energii wyróżnionych w modelu EFOM-PL

Lp.	Nośnik energii	Symbol	Wartość opałowa [MJ/kg]	Zawartość siarki [%]
1.	Paliwa stałe			
1.1	Węgiel brunatny niskozasiarczony	lignit_06s	7,9	0,6
1.2	Węgiel brunatny wysokozasiarczony	lignit_12s	7,9	1,2
1.3	Węgiel kamienny gruby niskozasiarczony	lps_cl_07s	28,3	0,55
1.4	Węgiel kamienny gruby średniozasiarczony	lps_cl_10s	24,6	0,94
1.5	Węgiel kamienny - miał wysokokaloryczny niskozasiarczony	hcv_fn_07s	23,9	0,62
1.6	Węgiel kamienny - miał wysokokaloryczny średniozasiarczony	hcv_fn_10s	22,5	0,94
1.7	Węgiel kamienny - miał niskokaloryczny niskozasiarczony	lcv_fn_07s	18,7	0,57
1.8	Węgiel kamienny - miał niskokaloryczny średniozasiarczony	lcv_fn_10s	19,6	0,78
1.9	Węgiel kamienny - miał niskokaloryczny wysokozasiarczony	lcv_fn_15s	18,4	1,10
1.10	Węgiel koksujący średniozasiarczony	cok_cl_10s	29,1	0,91
1.11	Koks opałowy	cokes_ido	27,7	0,80
1.12	Koks metalurgiczny	cokes_met	27,7	0,80
2.	Paliwa gazowe			
2.1.	Gaz ziemny	gas_nat	34,3	0,0
2.2	Gaz średniokaloryczny	md_btu_gas	16,8	0,0
2.3	Gaz syntezowy	gas_syn	4,2	0,0
3.	Paliwa ciekłe			
3.1	ropa naftowa	crude oil	42,0	1,5
3.2	benzyna	gasoline	43,3	0,0
3.3	olej napędowy	gasoil	42,9	0,3
3.4	olej opałowy ciężki	oil_heavy	41,5	2,5
3.5	gaz ciekły propan - butan	lpg	46,0	0,0
4.	Paliwa pozostałe			
4.1	Odpadowe paliwa stałe	others	x	x

Tablica 5.1 - kontynuacja

4.2	Odpadowe paliwa gazowe	other2	x	x
5.	Paliwa jądrowe			
5.1	Pręty paliwowe	uranium	3,06*106	0,0
6.	Odnawialne nośniki energii			
6.1	Energia wodna	hydro	x	x
6.2	Energia słoneczna	solar	x	x
6.3	Energia wiatru	wind	x	x
6.4	Słoma	straw	14,7	0,0
6.5	Drewno opałowe	wood_res	13,0	0,0
6.6	Pozostała biomasa	biomass	12,0	0,0
7.	Energia elektryczna			
7.1	Energia elektryczna - wysokie napięcia	electr_h	x	x
7.2	Energia elektryczna - średnie napięcia	electr_m	x	x
7.3	Energia elektryczna - niskie napięcia	electr_l	x	x
8.	Ciepło			
8.1	Ciepło do celów bytowych - sieci miejskie	heat_distr	x	x
8.2	Ciepło do celów bytowych - sieci lokalne	heat_local	x	x
8.3.	Ciepło do celów przemysłowych	heat_ihp	x	x
9.	Energia użyteczna (usługa energetyczna)			
9.1.	Ciepło ogrzewania bud. jednorod. istn.	u_heat_old	x	x
9.2.	Ciepło ogrzewania bud. jednorod. nowych	u_heat_new	x	x
9.3.	Przewóz towarów	use_good	x	x
9.4.	Przewóz pasażerów	use_person	x	x
9.5.	Wyroby gorączalcowane	steel	x	x

5.4.2. Podział na sektory

Podział na sektory ma charakter porządkujący. Dla każdego sektora tworzone są zestawienia syntetycznych wyników obliczeń, w tym: zużycia energii pierwotnej i finalnej, kosztów rocznych, zdyskontowanych łącznych kosztów dla całego okresu badania, nakładów inwestycyjnych oraz emisji zanieczyszczeń. Przy opracowaniu podziału na sektory kierowano się w głównej mierze następującymi podstawowymi wymaganiami:

- umożliwienie obserwacji zmian struktury produkcji, kosztów i emisji zanieczyszczeń w systemie na poziomie sektorów,
- umożliwienie porównania wyników modelu dla poszczególnych sektorów z danymi statystycznymi dla przeszłości,
- ograniczenie liczby sektorów do niezbędnego minimum.

W wyniku zastosowania powyższych kryteriów w modelu krajowego systemu energetycznego wyróżniono siedem sektorów po stronie podażowej i pięć sektorów po stronie popytowej. Uproszczony schemat powiązań pomiędzy wszystkimi wyróżnionymi w modelu sektorami przedstawiono na rys. 5.2.



* Ciepłownie przemysłowe zgodnie z konwencją OECD zostały włączone do sektora - Przemysł nieenergetyczny

Rys. 5.2. Struktura sektorowa systemu energetycznego kraju w modelu EFOM-PL

Sektorowa agregacja strony podażowej oparta została w dużej mierze na podziale systemu krajowego na podsystemy, który zarysowano w rozdz. 5.2. Sektory: węglowy, paliw ciekłych i gazowych pokrywają się z podsystemami paliw stałych, paliw ciekłych i podsystemem gazoenergetycznym. W ramach podsystemu elektroenergetycznego i ciepłnoenergetycznego wyróżniono w modelu trzy sektory związane z wytwarzaniem energii elektrycznej: elektroenergetyki zawodowej (bez elektrociepłowni), elektrociepłowni zawodowych oraz elektrociepłowni przemysłowych. Podział taki wynikał z różnic tych trzech obszarów w zakresie:

- podstawowego celu realizowanego przez należące do nich obiekty,

- warunków technicznych i ekonomicznych pracy elektrowni i elektrociepłowni,
- czynników warunkujących rozwój produkcji w przyszłości.

Sieć przesyłową i dystrybucyjną wraz z mocami regulacyjnymi (elektrownie szczytowo - pompowe) oraz małe, prywatne elektrownie włączono do sektora elektroenergetycznego.

Sektory elektrociepłowni zawodowych i przemysłowych stanowią znaczącą część źródeł ciepłych podsystemu ciepłnoenergetycznego. Pozostałą część tego podsystemu, która związana jest z tzw. "komercyjną" produkcją ciepła na cele bytowe i obejmuje ciepłownie zawodowe oraz komunalne wraz z sieciami ciepłowniczymi, włączono do sektora ciepłowniczego. Natomiast ciepłownie przemysłowe, produkujące w przeważającej większości na potrzeby własne zakładów przemysłowych, włączono do sektora obejmującego przemysł nieenergetyczny. Zastosowany podział systemu ciepłnoenergetycznego miał na celu uzyskanie większej zgodności z regułami bilansowania paliw i energii w krajach OECD (por. np. IEA 1995).

Podsystem energetyki jądrowej reprezentowany jest w modelu przez elektrownie jądrowe oraz import paliw jądrowych w postaci gotowych prętów paliwowych. Przyszły rozwój tego systemu, obejmującego także utylizację i składowanie wypalonego paliwa jądrowego, warunkowany jest budową nowych elektrowni jądrowych w kraju. Obecnie nie istnieją zaawansowane programy tworzenia tego podsystemu w Polsce co powoduje trudności w oszacowaniu danych technicznych i kosztowych. Odpowiednie parametry kosztowe oszacowano więc na podstawie doświadczeń innych krajów. Koszty przeróbki i składowania wypalonego paliwa jądrowego wliczone zostały do kosztów budowy i eksploatacji elektrowni jądrowych. Włączenie do modelu technologii tzw. cyklu paliwowego nie jest na obecnym etapie uzasadnione.

Punktem wyjścia dla agregacji strony popytowej była klasyfikacja gospodarki narodowej stosowana w publikacjach statystycznych (GUS, 1985). W modelu dokonano jednak istotnych zmian tej klasyfikacji, które wynikają m.in. z wymagań metodyki prognozowania popytu na energię finalną i użyteczną. Uwzględniono ponadto także niektóre wymagania związane z przechodzeniem polskiej klasyfikacji gospodarki na układ zachodnioeuropejski (GUS 1994) i bilansowanie energii w układzie OECD (np. CIE 1993). Poszczególne wyróżnione w modelu EFOM-PL sektory popytowe mają następujący zakres:

- *Przemysł*
obejmuje wszystkie gałęzie przemysłu (bez przemysłu paliwowo-energetycznego) oraz dział budownictwo,

- *Transport*
w odróżnieniu od dotychczasowej klasyfikacji gospodarki sektor ten zawiera także indywidualne przewozy pasażerskie i towarowe oraz komunikację miejską, zgodnie z europejską klasyfikacją działalności (GUS 1994),
- *Rolnictwo*
obejmuje jedynie działalność produkcyjną, nie obejmuje użytkowania energii dla zaspokojenia potrzeb bytowych mieszkańców zatrudnionych w tym sektorze,
- *Sektor bytowy*
obejmuje wszystkie bytowe potrzeby ludności, nie obejmuje usług komunalnych,
- *Sektor handlu i usług*
grupuje drobną działalność gospodarczą i usługi w szerokim tego słowa znaczeniu, w tym handel, usługi komunalne, szkolnictwo, szpitale, jednostki wojskowe itp.

5.4.3. Struktura powiązań energetycznych

W technologicznej strukturze systemu energetycznego wyznaczyć można szereg tzw. *ścieżek energetycznych*, które obejmują pełny cykl przemian energetycznych, począwszy od pozyskania nośników energii, aż po zaspokojenie określonej potrzeby energetycznej. Liczba przemian uwzględniana w każdej z tych ścieżek zależy w dużej mierze od celu i zakresu badania. W modelu EFOM-PL, zgodnie z sugestią zawartą w pracy (Bojarski, 1979), wyróżniano jedynie najważniejsze, następujące ogniwa pełnego łańcucha przemian energetycznych:

- pozyskanie i uszlachetnianie nośnika energii,
- transport I,
- przetwarzanie systemowe,
- transport II,
- rozdział ogólny,
- rozdział detaliczny,
- przetwarzanie końcowe nośników energii na energię użyteczną, energochłonne produkty, bądź usługi.

W każdym z wyżej wymienionych etapów wyodrębniane są grupy technologii o podobnej pełnionej w systemie funkcji. W zapisie modelowym grupa taka reprezentowana jest przez jednego *producenta*.

W obszarze pozyskania nośników energii wyróżniono *producentów* reprezentujących wydobywanie węgla kamiennego i brunatnego, gazu ziemnego i ropy naftowej oraz import paliw pierwotnych i przetworzonych nośników energii (np. paliw ropopochodnych, czy energii elektrycznej). Uszlachetnianie nośników energii obejmuje wzbogacanie i odsiarczanie węgla, produkcję koksu, zgazowanie węgla i przetwarzanie ropy naftowej.

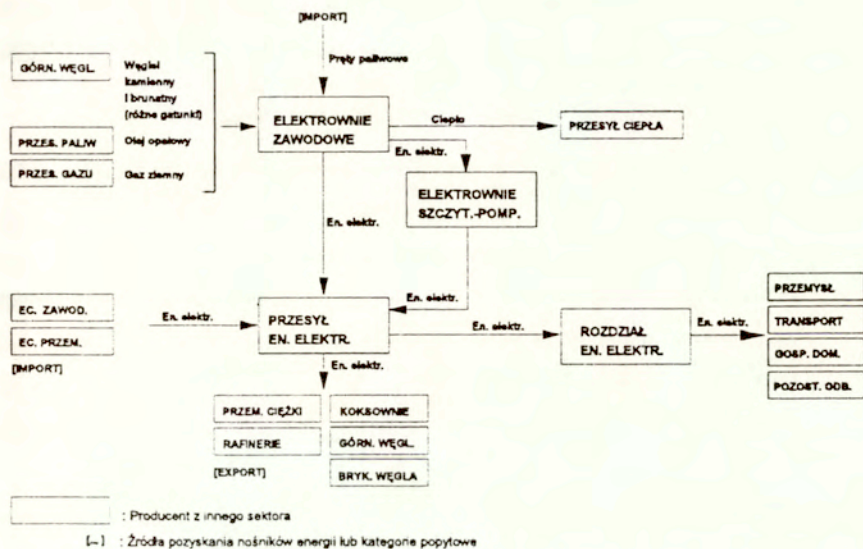
Transport I dotyczy dostaw paliw do miejsc dalszego ich przetwarzania. Obejmuje on w modelu głównie dostawy węgla kamiennego, ropy naftowej, gazu ziemnego, koksu i oleju opałowego do elektrowni, elektrociepłowni, ciepłowni i rafinerii.

W obszarze przetwarzania systemowego wyróżniono elektrownie zawodowe, w tym szczytowo - pompowe, elektrociepłownie zawodowe i przemysłowe oraz ciepłownie przemysłowe, komunalne i zawodowe.

Transport II, rozdział ogólny i detaliczny związane są z dostawami nośników energii do końcowych użytkowników energii. Wszystkie trzy wymienione ogniwa występują w modelu jedynie w przypadku dostaw energii elektrycznej. Dwa etapy - transport i dystrybucję wyróżniono w dostawach produktów naftowych i gazu ziemnego. W przypadku ciepła scentralizowanego wydzielono osobno sieci duże, średnie i małe. Przetwarzanie końcowe reprezentowane jest w modelu przez producentów stali, ciepła do ogrzewania budynków jednorodzinnych oraz *producentów* realizujących usługi przewozowe - pasażerskie i towarowe. Pełna lista *producentów* uwzględnionych w modelu zastała przedstawiona w załączniku 1.

Odwzorowanie ścieżek energetycznych w modelu dokonywane jest przez zdefiniowanie *przepływów nośników energii* pomiędzy wyróżnionymi *producentami*. W taki sposób odwzorowano w modelu najważniejsze ścieżki energetyczne, zarówno te istniejące obecnie, jak i te, które mogą wystąpić w przyszłości. Na rys. 5.3 przedstawiono przykładową, uproszczoną strukturę powiązań w sektorze elektroenergetyki zawodowej z wydzielonym przesyłem energii elektrycznej na wysokich napięciach oraz rozdziałem obejmującym średnie i niskie napięcia.

Zamodelowana w ten sposób sieć przepływów energii jest mocno zagregowana, gdyż jeden producent obejmuje grupę kilku, a czasem nawet kilkudziesięciu technologii. Stanowi to istotną zaletę modelu, gdyż ułatwia weryfikację poprawności modelu i analizę wyników obliczeń. Schematy sieci przepływów energetycznych opracowane dla wszystkich wyróżnionych w modelu sektorów przedstawiono w załączniku 2.



Rys. 5.3. Przykładowa sieć przepływów nośników energii w sektorze elektroenergetyki zawodowej

5.4.4. Agregacja technologii i procesów energetycznych

Opis warstwy technologicznej systemu energetycznego stanowi najważniejszą część opracowanego modelu. W większości wyróżnionych w modelu przemian energetycznych (producentów) wyróżnione zostały grupy technologii i procesów modelowych, które opisują alternatywne sposoby pozyskania, przetwarzania i użytkowania nośników energii. Procesy transportu, przesyłania i dystrybucji nośników energii opisywane są w modelu przez wartości parametrów technicznych, kosztowych i środowiskowych przypisanych do odpowiednich przepływów nośników energii (por. opis parametrów w rozdz. 5.3.2.).

Technologie modelowe reprezentują rzeczywiste grupy obiektów, zaś procesy modelowe - grupy rzeczywistych procesów energetycznych realizowanych w tych obiektach. Podstawowym kryterium agregacji grup obiektów i grup procesów w technologii i procesy modelowe były wartości uwzględnianych w badaniu, opisujących je parametrów. Zbliżone wartości parametrów technicznych, kosztowych, czy środowiskowych dla różnych obiektów pozwalały na utworzenie agregatu, charakteryzowanego przez zestaw parametrów o uśrednionych wartościach. Grupa

takich obiektów w modelu reprezentowana jest przez jedną technologię lub proces modelowy. Gdy różnice wartości parametrów były zbyt duże, dla opisu danej grupy obiektów tworzono więcej niż jedną technologię modelową.

Opracowany model polskiego systemu energetycznego zawiera następujące rodzaje technologii:

- produkcyjne (wydobycie pierwotnych nośników energii),
- przetwarzania nośników energii (wraz z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii),
- magazynowania energii (np. elektrownie szczyt. - pompowe),
- transportu, przesyłu i dystrybucji nośników energii,
- technologie redukcji emisji zanieczyszczeń: SO_2 i NO_x ,
- technologie końcowego użytkownika energii,
- technologie oszczędzania energii,
- eksport i import nośników energii.

W stosunku do wcześniejszych modeli polskiego systemu energetycznego w modelu EFOM-PL po raz pierwszy konsekwentnie wydzielono i zamodelowano transport (przesył) i dystrybucję najważniejszych nośników energii. Uprzednio koszty przesyłu i dystrybucji oraz straty z tym związane były przypisywane do producentów nośników energii. Zamodelowana została również specyfika pracy elektrowni szczytowo - pompowych. Nowością jest także wprowadzenie szeregu technologii, reprezentujących zarówno grupy końcowych odbiorników energii, jak i przedsięwzięcia oszczędzania energii po stronie popytowej. Obecna wersja modelu obejmuje po stronie odbioru technologie produkcji wyrobów gorącocalcowanych (jako przykład włączenia do modelu energochłonnych procesów produkcyjnych), technologie ogrzewcze w budynkach mieszkalnych oraz technologie przewozu pasażerów i towarów. Uwzględniono również ponad 50 technologii oszczędzania energii elektrycznej i ciepła. Umożliwia to realizację obliczeń optymalizacyjnych obejmujących stronę podażową i popytową, które stanowią podstawę koncepcji zintegrowanego planowania rozwoju i planowania według najmniejszych kosztów (Brown 1994).

Postawione przed modelem zadania wymagały, by model mógł być wykorzystany do badań perspektywicznych rozwoju krajowego systemu energetycznego. Konieczne więc było uwzględnienie w nim nie tylko obiektów istniejących - w obecnym stanie, ale także możliwości

ich modernizacji oraz budowy nowych obiektów. Z tego powodu występujące w modelu technologie dzielą się na:

- technologie istniejące,
- technologie modernizowane,
- technologie nowe.

Charakterystyki technologii modernizowanych opisują docelowe parametry techniczne, ekonomiczne i środowiskowe planowane do osiągnięcia w wyniku modernizacji istniejących obiektów oraz nakłady inwestycyjne niezbędne na jej przeprowadzenie. Technologie nowe opisywane są parametrami, w których oszacowaniu uwzględnia się pełny cykl budowy oraz przewidywane wskaźniki eksploatacyjne obiektu. Koszty inwestycyjne biorą pod uwagę m.in. rozkład nakładów inwestycyjnych w czasie budowy, a parametry techniczne i kosztowe opierają się na wartościach projektowych określonych dla założonego czasu życia obiektu.

W każdej *technologii* wyróżnia się od jednego do kilku procesów modelowych, które mogą być realizowane przy wykorzystaniu tego samego wyposażenia technicznego. Szczególnie dużo alternatywnych *procesów* wyróżniono w *technologiach* modelowych w elektroenergetyce i ciepłownictwie. Miało to na celu umożliwienie analiz efektywności substytucji paliw przy pomocy modelu, w tym zamiany gorszego węgla, węglem o wyższej jakości. Zagadnienie to jest szczególnie istotne z punktu widzenia kontroli emisji SO_2 . Dodatkowo, dla lepszego odwzorowania specyfiki pracy elektrociepłowni, w niektórych technologiach skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła uwzględniono możliwość pracy z różnym stopniem skojarzenia. Pełną listę *technologii i procesów* wyróżnionych w modelu wraz z ich objaśnieniami przedstawiono w załączniku 1.

Przy modelowaniu wielkich systemów istotnym ograniczeniem w dążeniu do bardziej dokładnego odwzorowania sfery technologicznej są dopuszczalne wymiary modelu. Nie może on być zbyt duży ze względu na ograniczone możliwości sprzętu komputerowego, wysokie koszty przygotowania danych oraz rosnące wykładniczo z wymiarem modelu trudności z analizą wyników. Z drugiej strony starano się unikać zbytnich uproszczeń, przez uwzględnienie wszystkich opcji technologicznych o istotnym znaczeniu dla badanego problemu. Obecna wersja modelu EFOM-PL będąca efektem takiego kompromisu generuje zadanie obliczeniowe składające się z ok. 7200 równań i 8800 zmiennych.

5.5. Opis matematyczny modelu

Algorytm obliczeniowy modelu został sformułowany jako zadanie programowania liniowego. Podrozdział 5.5.1 prezentuje ogólny zapis tego zadania oraz zawiera listę podstawowych rodzajów zależności tworzących model polskiego systemu energetycznego. Kolejny podrozdział zawiera opis funkcji celu modelu EFOM-PL. Ograniczenia modelu, wiążące wielkości zmiennych i parametrów w okresach całorocznych, przedstawione są szczegółowo w rozdz. 5.5.3 - 5.5.7. Zapis zależności matematycznych wykorzystywanych do zamodelowania sezonowych i dobowych zmian zużycia i produkcji energii elektrycznej oraz ciepła został przedstawiony w rozdz. 5.6. Kolejny rozdział zawiera opis istotnych rozszerzeń modelu dokonanych przez autora w celu poszerzenia jego możliwości badawczych.

Poszczególne rodzaje ograniczeń modelu EFOM-PL są tworzone jedynie dla ściśle określonych lat i podokresów czasowych oraz zbiorów elementów składowych badanego systemu, które są wskazane przez dziedzinę danej zależności. W celu ograniczenia liczby zmiennych i równań, które wchodzi w skład modelu liniowego, dziedziny te są definiowane w sposób dość złożony i są uzależniane od wartości konkretnych danych wejściowych. Dzięki temu np. do modelu obliczeniowego nie są wprowadzane zmienne określające przyrost mocy i produkcję w technologiach, dla których wprowadzono ograniczenia produkcji do zera (np. w elektrowniach jądrowych do roku 2000). Dla zwiększenia przejrzystości opisu, przy prezentacji poszczególnych zależności matematycznych modelu zamieszczono jedynie uproszczone określenie ich dziedzin.

Objaśnienia wszystkich symboli używanych dalej dla oznaczenia zbiorów i ich elementów, a także zmiennych i parametrów modelu zamieszczono na początku pracy.

5.5.1. Sformułowanie zadania matematycznego

Model obliczeniowy EFOM-PL formułowany jest jako zadanie programowania liniowego. Zadanie tego typu składa się z układu liniowych warunków ograniczających w przestrzeni euklidesowej oraz funkcji celu, której minimum lub maksimum poszukuje się na zbiorze rozwiązań tego układu (Zorychta i in. 1981). W literaturze spotyka się różne matematyczne zapisy ogólnego zadania programowania liniowego, poniżej podano jeden z nich (Gass 1963).

Zminimalizuj funkcję:
$$f(\mathbf{x}) = \sum_{i=1}^n c_i x_i \quad (1)$$

przy ograniczeniach:
$$x_j \geq 0, \quad j = 1, 2, 3, \dots, n \quad (2)$$

$$\sum_{j=1}^n a_{ij} x_j = b_i, \quad i = 1, 2, 3, \dots, n. \quad (3)$$

Warunki określone równaniem (3) mogą być również zapisane w postaci nierówności dwustronnych (Zorychta i in. 1981):

$$b_i \leq \sum_{j=1}^n a_{ij} x_j \leq b_i', \quad i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (4)$$

Funkcja $f(\mathbf{x})$ określona równaniem (1) jest liniową funkcją celu, która podlega minimalizacji. Jest ona określona na wektorze zmiennych decyzyjnych $\mathbf{x} = (x_1, x_2, x_3, \dots, x_n)$, a rozwiązanie przy minimum funkcji celu określa optymalny dla danego zadania wektor \mathbf{x} . Z punktu widzenia problemu decyzyjnego funkcja celu stanowi podstawowe kryterium oceny decyzji, która polega na wyborze określonego zestawu wartości zmiennych decyzyjnych.

W modelu EFOM-PL zmienne decyzyjne określają poziom produkcji procesów produkcyjnych, mocy (zdolności produkcyjnych) poszczególnych technologii oraz strumienie przepływów nośników energii dla zdefiniowanej sieci przepływów.

Ze względu na duże wymiary modelu nie jest możliwe wykonywanie obliczeń z okresem rocznym, stąd cały, najczęściej 20 - 25 letni okres objęty badaniem dzielony jest na kilka podokresów o odpowiednio dobranej długości. Przy takim podejściu wartości zmiennych decyzyjnych wyznaczane są jedynie dla lat krańcowych tych podokresów. W obecnej wersji modelu EFOM-PL przyjęto następujące lata krańcowe: 1993, 1995, 2000, 2005, 2010, 2015. W przedstawionych dalej równaniach będą one oznaczane indeksem t . Rok 1993 stanowi tzw. rok bazowy obliczeń. Dla tego roku model został wykalibrowany w celu zapewnienia zgodności wielkości produkcji, zużycia i przepływów nośników energii w modelu z danymi statystycznymi.

Funkcja celu definiowana jest jako suma całkowitych zdyskontowanych kosztów rocznych w całym badanym okresie. Dla potrzeb niniejszej pracy dokonano zmian w zapisie funkcji standardowej. Zmiany te polegały m.in. na włączeniu do funkcji celu składników określających koszty opłat emisyjnych (por. rozdz. 5.7.1). Ta zmodyfikowana funkcja celu została wykorzystana do realizacji części niezbędnych obliczeń.

Ograniczenia (2) i (3) określają zbiór rozwiązań (decyzji) dopuszczalnych dla wektora zmiennych decyzyjnych x . Współczynniki a_{ij} tworzą macierz zadania liniowego $A = (a_{ij})$, a współczynniki b_j tworzą wektor prawych stron $b = (b_1, b_2, \dots, b_n)$. Poszczególne wiersze macierzy A oznaczone indeksem i odpowiadają ograniczeniom zadania, a kolumny oznaczone indeksem j odpowiadają poszczególnym zmiennym decyzyjnym.

W modelu EFOM-PL zestaw ograniczeń tworzony jest w postaci równań i nierówności liniowych. Część z nich stanowi zapis najważniejszych, trwałych relacji występujących w systemie, inne odzwierciedlają warunki funkcjonowania i wymagania stawiane przed systemem. Macierz A oraz wektor prawych stron b zadania liniowego tworzone są z odpowiednich parametrów tych zależności.

Do najważniejszych równań i nierówności modelu EFOM-PL należą:

- *równania kosztowe* - wyznaczające poszczególne składniki funkcji celu,
- *ograniczenia bilansowe* - zapewniające pokrycie zadanego popytu na nośniki energii oraz opisujące przepływy nośników energii w systemie,
- *ograniczenia mocowe* - służące do wyznaczenia wymaganych zdolności produkcyjnych (mocy) poszczególnych technologii energetycznych,
- *ograniczenia technologii ochronnych* - pozwalające na wyznaczenie aktywności i mocy technologii ochronnych,
- *ograniczenia emisyjne* - mające na celu wyznaczenie wielkości emisji zanieczyszczeń oraz określające wymagania odnośnie wielkości tych emisji,
- *ograniczenia penetracji rynku* - pozwalające na wprowadzenie ograniczeń na udział poszczególnych procesów produkcyjnych lub technologii w produkcji określonego wytworu,
- *ograniczenia inwestycyjne* - dające możliwość opracowania optymalnej strategii rozwoju dostosowanej do określonej zasobności funduszy inwestycyjnych.

Dynamiczny charakter modelu polega na uwzględnieniu w jego równaniach następujących powiązań:

- wpływu decyzji o realizacji przedsięwzięć inwestycyjnych w określonym czasie t na przyszłą strukturę produkcyjną i koszty stałe systemu (przez równania, wiążące zdolności produkcyjne technologii energetycznych i instalacji ochronnych w danym roku z procesami inwestycyjnymi z lat wcześniejszych),
- wpływu przyszłych uwarunkowań na wcześniejsze decyzje inwestycyjne (dzięki zdefiniowaniu kryterium optymalizacji jako minimum kosztów dla całego okresu objętego badaniem),
- wprowadzenie rachunku dyskonta, uwzględniającego względną zmianę wartości pieniądza (o stałej wartości nabywczej) w czasie, co powoduje relatywne potanie inwestycji realizowanych w późniejszych okresach.

5.5.2 Funkcja celu

Rozwiązanie optymalne uzyskiwane przy pomocy modelu EFOM-PL wyznaczone jest w oparciu o kryterium minimalizacji funkcji celu, które zapisywane jest w następujący sposób:

$$C = \sum_{t \in TP} DF_t \times (CI_t + CF_t + CV_t + CA_t + CT_t + Cimp_t - Cexp_t) \rightarrow \min \quad (5)$$

Funkcja celu (5) określa całkowite koszty roczne zaspokojenia potrzeb energetycznych w skali kraju z całego badanego okresu, zdyskontowane na rok bazowy obliczeń. Dla uniezależnienia obliczeń od zmiennych warunków inflacyjnych wszystkie parametry kosztowe w modelu określane są w wartościach pieniężnych o stałej zdolności nabywczej.

Poszczególne składniki równania (5) oznaczają dla każdego roku t koszty inwestycyjne CI_t , koszty stałe CF_t i koszty zmienne CV_t technologii energetycznych, pełne koszty technologii ochronnych CA_t , koszty transportu i dystrybucji nośników energii CT_t , koszty importu paliw $Cimp_t$ oraz wpływy z eksportu $Cexp_t$. Koszty całkowite stanowią sumę tak określonych i zdyskontowanych kosztów ze wszystkich okresów obliczeniowych t . Sposób dyskontowania kosztów ponoszonych w przyszłości na rok bazowy obliczeń określany jest przez wskaźnik dyskontowy DF_t . Uwzględni on m.in. wartość stopy dyskontowej i sposób aproksymacji kosztów w okresie pomiędzy latami obliczeniowymi.

Do wyliczania kosztów inwestycyjnych zastosowana została metoda uśrednionych kosztów rocznych uwzględniająca rachunek procentu składanego. Równanie określające składową inwestycyjną kosztów ma następującą postać:

$$\forall_{t \in TP} CI_t = \sum_{u \in EPU} AF_u \times Ci_u \times (CAPA_{u,t} - RC_{u,t}) \quad (6)$$

Koszty inwestycyjne wyliczane są jedynie dla tej części mocy każdej technologii, która jest wprowadzana w okresie obliczeniowym. W modelu nie uwzględnia się kosztów inwestycyjnych mocy rezydualnej $RC_{u,n}$ która dotyczy obiektów wybudowanych przed rokiem bazowym. Wskaźnik jednostkowych nakładów inwestycyjnych Ci_u określa nominalne nakłady inwestycyjne na jednostkę mocy, zdyskontowane na pierwszy rok uruchomienia produkcji. Przy wyliczeniu tego parametru uwzględniane są koszty zamrożenia kapitału w czasie budowy. Wskaźnik AF_u stanowi ratę reprodukcji rozszerzonej wyliczaną zgodnie z wzorem:

$$\forall_{u \in EPU} AF_u = \frac{r}{1 - (1+r)^{-LT_u}} \quad (7)$$

gdzie r określa wysokość stopy dyskontowej, a LT_u - okres eksploatacji technicznej technologii u .

5.5.3. Równania bilansowe

Siec przepływów nośników energii w systemie zapisywana jest w modelu w postaci grafu. Równania bilansowe tworzone są dla każdego nośnika energii i producenta stanowiącego wierzchołek grafu (por. zał. 3). Dzięki temu można łatwo dołączać do modelu nowe elementy systemu bez potrzeby modyfikacji oprogramowania.

Ogólne równanie bilansowe tworzone jest dla każdego producenta n , roku t oraz nośnika energii e (z wyjątkiem nośników sezonowych: energii elektrycznej i ciepła) i przyjmuje następującą postać:

$$\begin{aligned} \forall_{n \in EPR} \quad \forall_{e \in EC_A} \quad \forall_{t \in TP} \quad \sum_{r \in RES} R_{c,r,n,t} + \sum_{n' \in EPR} I_{c,n',n,t} + \sum_{pen} (P_{p,t} \times Y_{c,p}) = \\ = \sum_{n' \in EPR} I_{c,n,n',t} + \sum_{d \in DEM} D_{c,n,d,t} \end{aligned} \quad (8)$$

Pierwsze dwa składniki lewej strony równania określają sumaryczną wielkość dopływów nośnika energii e do danego producenta n . Strumienie energii $R_{e,r,n,t}$ czerpią z zasobów nośników pierwotnych bądź z importu (zbiór wyróżnionych źródeł pozyskania nośników energii oznaczono jako RES). Przepływy oznaczone jako $I_{e,n',n,t}$ pochodzą od innych producentów n' (zbiór wszystkich producentów oznaczono przez EPR). Prawa strona równania określa sumaryczną wielkość odpływu danego nośnika energii od producenta n . Strumienie energii oznaczone jako $I_{e,n,n'',t}$ przesyłane są do innych producentów n'' , zaś strumienie $D_{e,n,d,t}$ - do kategorii reprezentujących końcowych użytkowników nośników energii (których zbiór oznaczono jako DEM). Trzeci składnik lewej strony równania opisuje sumaryczne zużycie lub uzysk danego nośnika energii we wszystkich procesach należących do producenta n . Wielkość $P_{p,t}$ oznacza poziom aktywności procesu p , zaś $Y_{e,p}$ - wskaźnik zużycia lub uzysku nośnika energii e w procesie p , dany zależnością:

$$\forall_{p \in EPP} \quad \forall_{e \in EC_A} \quad Y_{e,p} = -\alpha_{e,p}/\eta_p \quad \text{lub} \quad Y_{e,p} = \beta_{e,p} \quad (9)$$

gdzie $\alpha_{e,p}$ stanowi udział nośnika energii e we wsadzie procesu p , $\beta_{e,p}$ - udział nośnika energii e w uzysku procesu p , zaś η_p oznacza średnią sprawność procesu p definiowaną jako iloraz sumarycznego uzysku do wsadu procesu w okresie rocznym. Ponieważ dany nośnik energii nie może występować w modelu równocześnie jako wsad i uzysk *procesu*, pierwsza postać równania (9) dotyczy wsadów, a druga - uzysków danego *procesu*.

5.5.4. Zależności służące do wyliczania mocy produkcyjnych

Równania mocy ustalają relacje pomiędzy wielkością produkcji oraz mocą (zdolnością produkcyjną) technologii. Ogólne równanie mocy definiowane dla każdej technologii u (z wyjątkiem elektrociepłowni) w roku t ma postać następującą:

$$\forall_{u \in EPU_{NC}} \quad \forall_{t \in TP} \quad CAPA_{u,t} \times AV_u \times CF_u \geq \sum_{p \in U} P_{p,t} \quad (10)$$

Równanie to określa wartość mocy technologii $CAPA_{u,t}$ wymaganą do osiągnięcia poziomu produkcji wszystkich procesów danej technologii określanego sumą aktywności $P_{p,t}$. Wskaźnik dostępności mocy AV_u określa maksymalny, wyrażony w godzinach czas pracy technologii z pełną mocą, podzielony przez liczbę godzin w roku. Wskaźnik przeliczeniowy $CF_u = 1$ jeśli moc produkcyjna jest określana w PJ/a , zaś jeśli moc wyraża się w MW $CF_u = 0,0315$.

W przypadku technologii reprezentujących elektrociepłownie zawodowe i przemysłowe równanie (10) jest modyfikowane do postaci:

$$\forall_{u \in EPU_{BC}} \forall_{t \in TP} CAPA_{u,t} \times AV_u \times CF_u \geq \sum_{p \in U} P_{p,t} \times \beta_{el,p} \quad (11)$$

gdzie $\beta_{el,p}$ określa udział energii elektrycznej w uzysku procesu p . W tym przypadku moc wyliczana dla technologii u określa moc elektryczną, natomiast wielkość produkcji ciepła wynika ze zdefiniowanego stopnia skojarzenia.

Osiągnięcie wymaganego poziomu mocy produkcyjnej danej technologii dokonywane jest w modelu przez wprowadzenia mocy AC_u . Zakres wymaganych inwestycji w danym podokresie t uwzględnia wielkości przyrostów mocy z poprzednich podokresów ($t' < t$). Równanie (12) określa moc technologii u w roku t z uwzględnieniem wcześniejszych przyrostów mocy i tzw. mocy rezydualnej.

$$\forall_{u \in EPU} \forall_{t \in TP} CAPA_{u,t} = RC_{u,t} + \sum_{t' \leq t} \min(LT_u / \Delta t, 1) \times AC_{u,t'} \quad (12)$$

Moc rezydualna, oznaczona w równaniu przez $RC_{u,t}$ dotyczy obiektów wybudowanych przed rokiem bazowym badania. Zmiana tej mocy w kolejnych latach zadawana jest egzogenicznie i określa zdeterminowaną (nie podlegającą optymalizacji) część systemu energetycznego. Drugi składnik prawej strony równania określa sumaryczną wartość nowych mocy $AC_{u,t'}$ wprowadzonych w kolejnych podokresach obliczeniowych ($t' \leq t$) i nadal aktywnych w roku t . Parametr LT_u określa techniczny czas życia technologii u . Zakłada się, że w przypadku, gdy część mocy technologii kończy swój okres eksploatacji wewnątrz podokresu t o liczbie lat Δt , jest ona rozkładana równomiernie na poszczególne lata podokresu, bez zmiany wielkości produkcji w całym podokresie.

5.5.5. Ograniczenia związane z ochroną środowiska

Problem emisji zanieczyszczeń atmosfery uwzględniany jest w modelu poprzez wprowadzenie równań mających na celu wyliczenie poziomu emisji w oparciu o wskaźniki emisji

zdefiniowane dla poszczególnych procesów i przepływów nośników energii. Uwzględniają one także zmniejszenie emisji powodowane pracą technologii ochronnych. Wyliczane w ten sposób wielkości emisji stanowią odniesienie dla wprowadzanych do modelu ograniczeń emisyjnych dotyczących całego systemu energetycznego:

$$\forall_{m \in EM} \forall_{t \in TP} EMI_{m,t} - RED_{m,t} \leq EMI_MAX_{m,t} \quad (13)$$

W wariantach obliczeniowych, w których wprowadza się wymóg ograniczenia emisji gazowych np. SO₂ lub CO₂, powyższa nierówność powoduje, iż w danym roku t sumaryczna emisja $EMI_{m,t}$ pomniejszona o emisję zatrzymaną w technologiach ochronnych $RED_{m,t}$ nie może być wyższa od założonej wielkości $EMI_MAX_{m,t}$. W obliczeniach modelowych redukcja emisji dokonywana jest przez optymalny dobór technologii energetycznych, instalacji ochronnych i przedsięwzięć zwiększających efektywność użytkowania energii. Tak uzyskane rozwiązanie odpowiada idealnej realizacji handlu pozwoleniami na emisję zanieczyszczeń przy zadaniu pułapu emisji w skali całego kraju.

Najczęściej stosowanym instrumentem kontroli emisji zanieczyszczeń w praktyce są normy dopuszczalnych emisji. Z tego powodu w modelu EFOM-PL wprowadza się możliwość uwzględnienia obiektowych norm emisyjnych dla technologii energetycznych. Realizowane jest to przez następujące zależności:

$$\forall_{(p,a) \in (EPP,ABT)} \forall_{t \in TP} P_{p,t} \geq A_{a,p,t} \quad (14)$$

$$\forall_{(p,a) \in (EPP,ABT)_R} \forall_{t \in TP} ENV_REG_{p,a,t} \times P_{p,t} \leq A_{a,p,t} \quad (15)$$

Równanie (14) zapewnia, że poziom aktywności $A_{a,p,t}$ technologii ochronnej a , wyrażany w jednostkach produkcji obsługiwanego procesu energetycznego p , nie może być wyższy w danym roku t od produkcji $P_{p,t}$ tego procesu.

W obliczeniach optymalizacyjnych wprowadza się często więcej niż jedną technologię ochronną dla jednego procesu produkcyjnego. Daje to większe możliwości wyboru najbardziej efektywnej strategii redukcji emisji. Niektóre technologie ochronne nie mogą być jednak jednocześnie instalowane dla tego samego bloku lub kotła (np. mokra i półsucha metoda

odsiarczania). Dla takich grup technologii ochronnych wprowadza się dodatkowe ograniczenie, będące rozszerzeniem nierówności (14). Stanowi ono, że suma aktywności tych technologii ochronnych jest mniejsza od aktywności odpowiedniego procesu produkcyjnego.

Przy pomocy równania (15) określa się powiązanie procesu produkcyjnego p w roku t z daną technologią ochronną w celu spełnienia obiektowych norm emisji zanieczyszczeń. Parametr $ENV_REG_{p,a,t}$ określa wymagany stopień wyposażenia procesu p w technologią ochronną a .

5.5.6. Ograniczenia inwestycyjne

Rozwój systemu energetycznego wymaga znacznych nakładów inwestycyjnych. Deficyt środków inwestycyjnych w Polsce w konfrontacji z ogromnymi potrzebami w tym zakresie stanowić może istotną barierę w realizacji nowych przedsięwzięć energetycznych. Może to w sposób istotny wpływać na wybór strategii rozwoju. Dla wyrażenia w modelu takiej sytuacji wprowadzane są ograniczenia inwestycyjne:

$$\forall_{t \in TP} \quad INVp_t + INVa_t \leq INV_MAX_t \quad (16)$$

gdzie: $INVp_t$ oznacza sumaryczne nakłady inwestycyjne na technologie energetyczne w podokresie t , $INVa_t$ - sumaryczne nakłady inwestycyjne na technologie ochronne, natomiast INV_MAX_t jest zadawaną egzogenicznie maksymalną wielkością nakładów inwestycyjnych w podokresie t .

5.5.7. Ograniczenia penetracji rynku

W warunkach rynkowej konkurencji przyszły udział danej technologii w całkowitej produkcji krajowej zależy od wielu czynników, z których jedynie część uwzględniana jest w równaniach modelu. Ważnymi czynnikami wpływającymi na możliwość wykorzystania określonych rozwiązań są np. ograniczenia infrastrukturalne lub gęstość zaludnienia na danym terenie. W przypadku nowych, nawet bardzo atrakcyjnych rozwiązań dla ich rozpowszechnienia potrzebny jest określony czas na zdobycie wiedzy i doświadczenia z ich wdrażania w praktyce. Obszar możliwych ścieżek rozwoju systemu energetycznego może być również zawężany przez decyzje polityczne, dotyczące np. określenia maksymalnego udziału dostaw paliw z jednego kierunku. Dla uwzględnienia tego typu poza modelowych czynników wpływających na udział

technologii w produkcji danego wytworu wprowadza się do modelu ograniczenia penetracji rynku. Przykład takiego równania pokazano poniżej.

$$\forall_{(u,e) \in (EPU, EC)_{M4}} \quad \forall_{n \in EPR: u \in n} \quad \forall_{t \in TP} \quad \sum_{p \in U} (P_{p,t} \times Y_{e,p}) \leq \\ \leq \text{MARK_MAX}_{e,u,t} \times \sum_{u \in n} \sum_{p \in U} (P_{p,t} \times Y_{e,p}) \quad (17)$$

Powyższa zależność określa maksymalny udział produkcji nośnika e z technologii u w stosunku do całkowitej produkcji tego nośnika przez producenta n , który reprezentuje grupę wszystkich technologii danego typu. W ten sposób określa się np. maksymalny udział gazowych kotłów grzewczych w budynkach jednorodzinnych jako odzwierciedlenie ograniczeń infrastrukturalnych.

W modelu EFOM-PL stosowane są również ograniczenia określające minimalny udział określonej technologii. Dotyczą one np. wzrostu użytkowania kotłów na olej opałowy do ogrzewania budynków mieszkalnych, pomimo ich stosunkowo wysokich kosztów.

Wartości maksymalnych, bądź minimalnych udziałów technologii zadawane są egzogenicznie na podstawie opinii ekspertów lub wyników bardziej szczegółowych analiz.

Podobne równania opisują ograniczenia udziału określonego procesu w produkcji całej technologii. Dotyczą one np. udziału produkcji skojarzonej w całkowitej produkcji elektrociepłowni lub udziału produkcji z kotłów szczytowych w całkowitej produkcji ciepłowni. Podobnie jak w przypadku udziałów technologii, odpowiednie wartości ograniczeń zadawane są egzogenicznie i zależą od uśrednionych charakterystyk obiektów.

5.6. Okresowa zmienność produkcji i zużycia energii elektrycznej oraz ciepła

Zużycie większości nośników energii w Polsce zmienia się okresowo, zarówno w cyklach rocznych jak i dobowych. Sezonowe zmiany zużycia wynikają głównie z większych potrzeb w zakresie ogrzewania pomieszczeń i oświetlenia w zimniejszych okresach roku. Zmiany w ciągu dnia i nocy związane są z dobowym cyklem aktywności ludzkiej, kształtowanym przez czas pracy zawodowej, zajęć domowych i snu, oraz związaną z nim cykliczną pracą odbiorników energii.

Wahania wielkości zużycia nie stanowią poważnego problemu w przypadku paliw stałych i ciekłych, gdyż można je stosunkowo łatwo i tanio magazynować. W takiej sytuacji okresowe zmiany wielkości zużycia nie wymuszają zmian wielkości produkcji. Inaczej jest w przypadku energii elektrycznej i ciepła a także gazu ziemnego. Ich magazynowanie jest trudne i kosztowne, co wymaga dostosowania poziomu ich bieżącej produkcji i dostaw do zmieniającego się popytu.

Znaczne wahania wielkości odbioru oznaczają konieczność dysponowania mocami produkcyjnymi do pokrycia zapotrzebowania w okresach szczytowego obciążenia systemu, przy równoczesnym braku możliwości ich pełnego wykorzystania w okresach pozaszczytowych. Taka sytuacja podraża produkcję danego nośnika energii przez wzrost operacyjnych kosztów stałych i kosztów inwestycyjnych wyrażonych na jednostkę produkcji. Dla zmniejszenia kosztów stałych stosuje się często do produkcji w szczycie tańsze inwestycyjnie elektrownie gazowe, które jednak w stosunku do elektrowni węglowych mają znacznie wyższe koszty paliwowe.

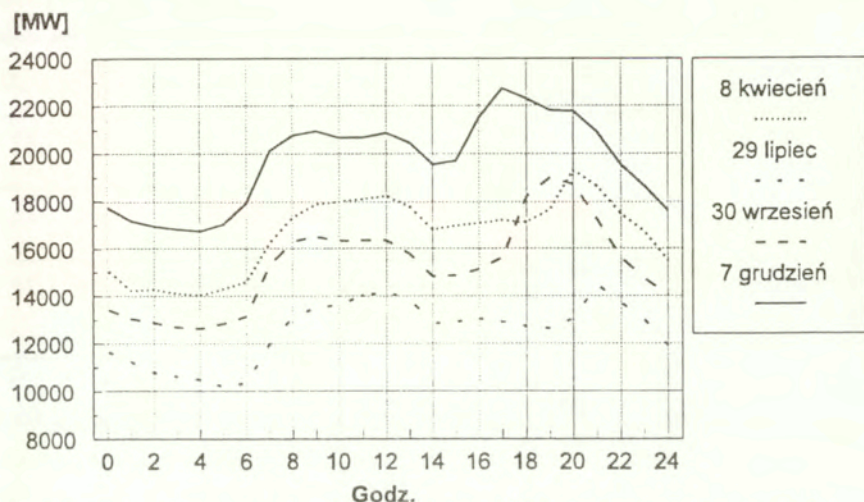
Problem zmian obciążenia jest szczególnie istotny dla krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE) ze względu na wysokie nakłady inwestycyjne niezbędne na budowę nowych mocy w systemie. W odniesieniu do energii elektrycznej zagadnienie to zostało w znacznym zakresie uwzględnione w opracowanym modelu, co umożliwia prawidłowe wyliczenie przyszłej struktury mocy oraz wyznaczenie jednostkowych kosztów produkcji energii elektrycznej w różnych strefach czasowych. Wahania zużycia i produkcji ciepła zostały uwzględnione w modelu dla elektrociepłowni zawodowych i przemysłowych, gdyż ilość produkcji ciepła w ich przypadku wpływa na ilość produkcji energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu. Przy modelowaniu zmienności zużycia ciepła nie uwzględniano wahań dobowych, dokonano jedynie zróżnicowania pomiędzy sezonem letnim i zimowym.

5.6.1. Odwzorowanie krzywej obciążenia krajowego systemu elektroenergetycznego

Na rys. 5.4 pokazano przykładowe dobowe wykresy obciążenia krajowego systemu elektroenergetycznego w różnych porach roku 1993 według (PSE 1995).

Charakterystyczną cechą przedstawionych wykresów jest występowanie w ciągu doby dwóch okresów o wyraźnie wyższym obciążeniu, określanych jako szczyt ranny i wieczorny. Duże różnice występują również pomiędzy wartościami obciążenia mierzonymi o tej samej porze dnia w różnych porach roku. Ponieważ obciążenie zmienia się zarówno w ciągu doby jak i w ciągu roku, do celów planistycznych i prowadzenia ruchu konstruowana jest tzw. uporządkowana

krzywa obciążenia, na której zaznacza się długość występowania poszczególnych wartości obciążenia w ciągu całego roku.



Rys. 5.4. Wykres dobowego zapotrzebowania mocy KSE w różnych sezonach w 1993 r.

W modelu EFOM-PL zmiany produkcji energii elektrycznej wyliczane są w oparciu o uproszczone, czterostrefowe odwzorowanie rocznej krzywej obciążenia. W celu jej skonstruowania okres pełnego roku (8760 godzin) dzielony jest na następujące strefy czasowe:

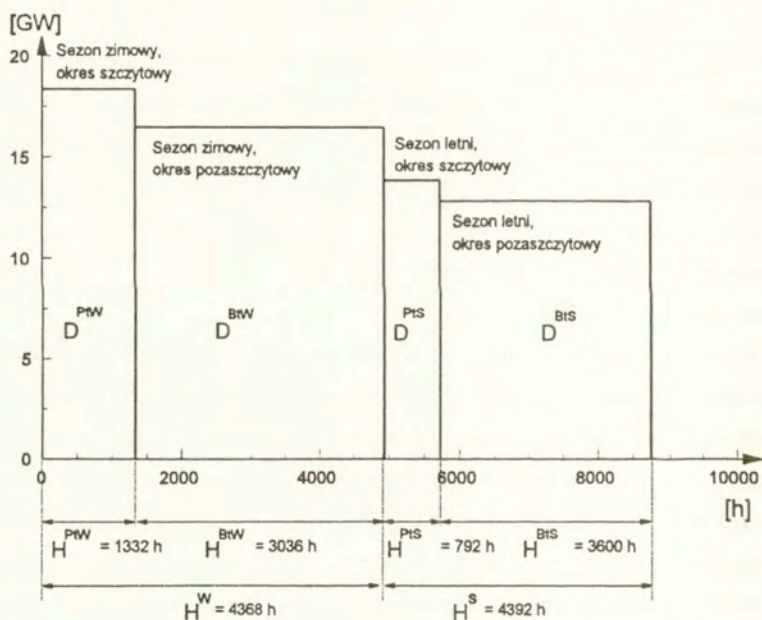
- sezon letni, okres obciążenia szczytowego,
- sezon letni, okres pozaszczytowy,
- sezon zimowy, okres obciążenia szczytowego,
- sezon zimowy, okres pozaszczytowy.

Wartość obciążenia dla każdej z tak wyróżnionych stref czasowych przyjmuje się jako średnią z wartości chwilowych dla całego przedziału czasu danej strefy. Wyróżnienie czterech stref czasowych jest poważnym uproszczeniem i z pewnością nie jest wystarczające do szczegółowych analiz podsystemu elektroenergetycznego. Do tego celu służą jednak szczegółowe modele planistyczne np. IPM (ICF 1994), czy WASP III (Jusko 1987), odwzorowujące krzywą obciążenia bardziej szczegółowo. Wydaje się natomiast, że przyjęcie czterostrefowej krzywej obciążenia dla badań w skali całego systemu energetycznego kraju jest wystarczające i pozwala na formułowanie poprawnych wniosków o charakterze jakościowym.

Tablica 5.2. Charakterystyka wyróżnionych w modelu stref czasowych

Strefa czasowa	Ozn.	Sezon roku (miesiące)	Okresy doby (godziny)	Część doby [%]	Długość strefy [h/a]	Część roku [%]
Sezon letni, okres szczytowy	PtS	kwiecień - wrzesień (IV - IX)	8-11 i 20 -21 (V-VII) 8-11 i 19 - 21 (IV, IX)	18	792	9,0
Sezon letni, okres pozaszczytowy	BtS		Pozostałe godziny doby	82	3600	41,1
Sezon zimowy, okres szczytowy	PtW	październik - marzec (X - III)	8-11 i 16 - 21 (XI - II) 8-11 i 18-21 (III, X)	30,5	1332	15,2
Sezon zimowy, okres pozaszczytowy	BtW		Pozostałe godziny doby	69,5	3036	34,7

W tabl. 5.2 przedstawiono sposób zdefiniowania stref czasowych w modelu. Na rys. 5.5 przedstawiono uproszczone odwzorowanie krzywej obciążenia KSE wyznaczone zgodnie z opisaną zasadą dla 1993 r. na podstawie danych (CIE 1994 i PSE 1995).



Rys. 5.5. Uproszczona czterostrefowa krzywa obciążenia KSE dla 1993 r.

Wartości zapotrzebowania mocy opisywane są przez górną łamaną linię wykresu zaś zużycie energii w każdej strefie określane jest powierzchnią odpowiadającego jej obszaru. Oznaczenia i symbole zamieszczone na wykresie zostaną objaśnione w rozdz. 5.6.3.

5.6.2. Rozkłady zużycia energii elektrycznej wyróżnionych grup odbiorców

Krzywe obciążenia przedstawione na rys. 5.4 oraz uproszczona krzywa czterostrefowa z rys. 5.5 stanowią syntetyczny opis zapotrzebowania na moc i energię elektryczną za strony wszystkich odbiorców podłączonych do sieci krajowej. W modelu EFOM-PL krzywa obciążenia dla całego systemu wyliczana jest jako suma obciążeń pochodzących od poszczególnych odbiorców, powiększona o moc strat sieciowych oraz zużycia własnego elektrowni i elektrociepłowni. Podstawą modelowania krzywej obciążenia jest określenie sezonowych i dobowych rozkładów zużycia dla wyróżnionych w modelu grup odbiorców energii elektrycznej. W modelu EFOM-PL wyróżniono następujące podstawowe grupy odbiorców po stronie popytowej:

- hutnictwo żelaza,
- pozostały przemysł nieenergetyczny wraz z budownictwem,
- transport (trakcja elektryczna),
- rolnictwo,
- gospodarstwa domowe,
- pozostali odbiorcy,
- eksport.

Wielcy odbiorcy energii elektrycznej znajdują się także po stronie podażowej sektora energetycznego. Są to, nie licząc elektroenergetyki zawodowej, przede wszystkim: górnictwo węgla kamiennego i brunatnego, rafinerie oraz koksownie. Na podstawie szczegółowych analiz (Niemyski 1995) dla wszystkich wymienionych powyżej odbiorców opracowane zostały wskaźniki, które określają procentowy rozkład rocznego zużycia energii na napięcia odbioru oraz na poszczególne strefy czasowe. Dane przyjęte w modelu dla najważniejszych wyróżnionych grup odbiorców energii elektrycznej zostały przedstawione w tabl. 5.3.

Tablica. 5.3. Rozkład zużycia energii elektrycznej na poziomy napięcia i strefy czasowe dla wyróżnionych grup odbiorców

Grupy odbiorców energii elektrycznej	Udział zużycia wg napięcie		Udział zużycia w strefach czasowych			
			Sezon letni		Sezon zimowy	
	Napięcie odbioru	%	okres szczyt	pozost.	okres szczyt	pozost.
			%	%	%	%
Przemysł hutnictwa żelaza	WN -	86	9,0	41,0	15,3	34,8
	SN -	14	9,1	40,9	15,4	34,6
Przemysł nieenergetyczny z budownictwem, bez hutnictwa żelaza	WN -	52	8,1	36,9	16,8	38,2
	SN -	39	14,4	30,6	19,3	35,8
	NN -	9	18,8	26,2	23,1	31,9
Transport	SN -	100	8,6	36,5	17,9	37,0
Gospodarstwa domowe	NN -	100	9,1	30,9	27,0	33,0
Rolnictwo	NN -	100	12,7	39,3	18,6	29,4
Pozostali odbiorcy	SN -	44	7,8	35,2	20,4	36,6
	NN -	56	7,7	35,3	18,2	38,8
Górnictwo węgla kamiennego	WN -	100	8,0	36,0	17,1	38,9
Rafinerie	WN -	100	10,0	38,0	17,6	34,4
Koksownie	WN -	100	9,0	41	15,2	34,8

Obciążenie systemu powodowane przez daną grupę odbiorców wyliczane jest w modelu na podstawie wielkości rocznego zużycia energii u tych odbiorców, wskaźników rozkładu zużycia na poszczególne strefy czasowe oraz długości stref czasowych. Wskaźniki zamieszczone w tabl. 5.3 zostały zweryfikowane na podst. danych statystycznych dla roku 1993, który został przyjęty jako rok bazowy obliczeń. Krzywa obciążenia wyliczona w modelu dla przyjętych rozkładów zużycia energii poszczególnych grup odbiorców została porównana z krzywą opracowaną na podstawie danych statystycznych i zapisów Krajowej Dyspozycji Mocy (por. rys. 5.5). Uzyskano dobrą zgodność wartości obciążeń w poszczególnych strefach czasowych dla obu tych krzywych.

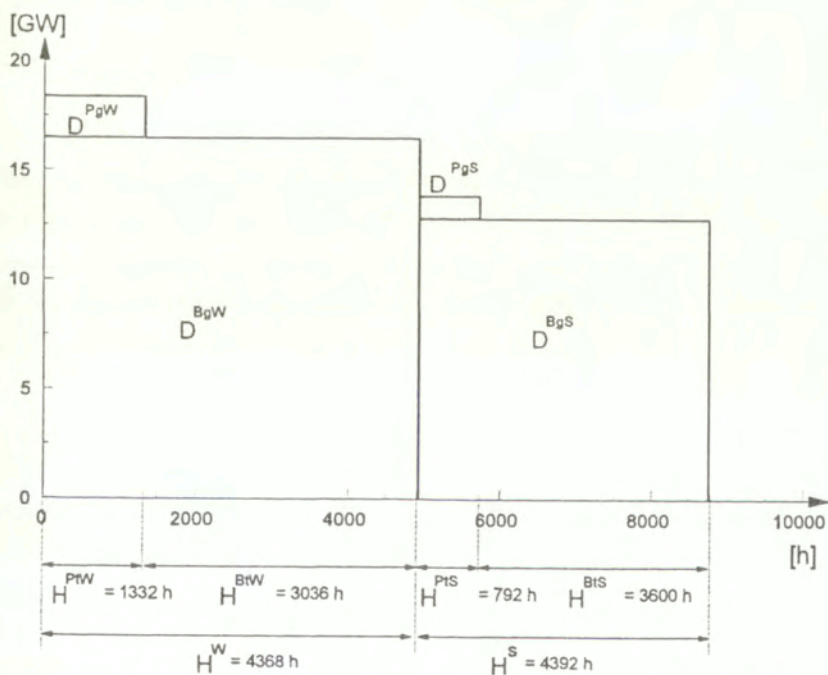
W celu zamodelowania sezonowych zmian wielkości zużycia ciepła produkowanego w elektrociepłowniach zdefiniowano w modelu wskaźniki, które określają udział zużycia tego ciepła w sezonie letnim w stosunku do zużycia całorocznego. Na podstawie analiz danych statystycznych (np. CIE 1994) przyjęto następujące wartości tych wskaźników: 0,25 - elektrociepłownie

zawodowe, 0,37 - elektrociepłownie przemysłowe. Dla małych układów do produkcji skojarzonej, przewidywanych do wykorzystania w ciepłowniach komunalnych, na podst. ekspertyzy (Mańkowski i in. 1995) przyjęto wartości 0,5 - odpowiadające równomiernej pracy w sezonie letnim i zimowym. Wartości te wynikają z założenia o wykorzystaniu tych układów do zaopatrzenia odbiorców w ciepłą wodę użytkową.

5.6.3. Opis matematyczny

W tym podrozdziale przedstawiono matematyczny zapis najważniejszych relacji wykorzystany do odwzorowania zmienności przepływów energii elektrycznej i ciepła w modelu.

Długości poszczególnych stref czasowych oznaczonych na rys. 5.5 (H^{P^S} - okres szczytowy (Peak), sezon letni (Summer), H^{B^S} - okres pozaszczytowy (Base), sezon letni, H^{P^W} - okres szczytowy, sezon zimowy (Winter), H^{B^W} - okres pozaszczytowy, sezon zimowy) definiowane są w jednolity sposób dla całego systemu elektroenergetycznego. Zużycie energii w poszczególnych strefach czasowych (D^{P^S} , D^{B^S} , D^{P^W} , D^{B^W}) stanowi sumę zużycia wszystkich grup odbiorców.



Rys. 5.6. Strefy generacji czterostrefowej krzywej obciążenia KSE (dane dla roku 1993)

Przedstawiona na rys. 5.5. krzywa obciążenia przekształcana jest dla strony podażowej w sposób przedstawiony na rys. 5.6. Przekształcenie to pozwala na określenie ilości energii, która musi być wyprodukowana w poszczególnych sezonach (lato, zima) i pasmach generacji (podstawa, szczyt). Dla identyfikacji strumieni energii, wyróżnionych ze względu na sezony i pasma generacji zgodnie z rys. 5.6 używane będą dalej określenia *stref generacji* lub *stref bilansowych*. Oznaczone będą one dalej za pomocą indeksów: *PgW* (peak generating, winter), *BgW* (base generating, winter), *PgS* (peak generating, summer), *BgS* (base generating, summer),

Zależności bilansowe dla energii elektrycznej i ciepła opisywane są przez cztery rodzaje tzw. sezonowych równań bilansowych. Bilansowanie tych nośników energii nie jest dokonywane dla rocznych strumieni energii, lecz osobno dla strumieni energii w każdej strefie generacji. Pierwszy typ równań (18) tworzony jest dla każdego *producenta*, który reprezentuje przesył, dystrybucję lub technologie użytkowania tych nośników. Bilans taki tworzy się dla każdego roku *t* i każdej strefy generacji *s*:

$$\begin{aligned} \forall_{n \in EPR_{ST}} \quad \forall_{e \in EC_s} \quad \forall_{t \in TP} \quad \forall_{s \in SEAS} \quad \sum_{r \in RES} R_{e,r,n,t,s} + \sum_{n' \in EPR} I_{e,n',n,t,s} + \sum_{p \in n} (F_{p,s} \times P_{p,t} \times Y_{e,p}) = \\ = \sum_{n' \in EPR} I_{e,n,n',t,s} + \sum_{d \in DEM} F_{e,n,d,s} \times D_{e,n,d,t} \end{aligned} \quad (18)$$

Powyższe równanie stanowi modyfikację równania (8). Udział rocznego zużycia przypadający na daną strefę bilansową $s \in \{PgS, BgS, PgW, BgW\}$ określany jest przez wartości współczynników $F_{p,s}$ i $F_{e,n,d,s}$. Są one wyliczane z tzw. parametrów sezonowych, określających rozkład zużycia energii elektrycznej lub ciepła w procesach produkcyjnych (produkcja stali, koksu, wydobycie węgla) lub w kategoriach popytowych (np. popyt na energię elektryczną w rolnictwie), o wartościach podanych w tabl. 5.3.

Kolejne równania (19) i (20) służą do wyliczenia wielkości produkcji i zużycia nośników energii w modelowych elektrowniach i elektrociepłowniach. Produkcja energii elektrycznej w poszczególnych strefach generacji *s* wyliczana jest z równań o następującej postaci:

$$\forall_{n \in EPR_{GP}} \quad \forall_{e \in EC_s} \quad \forall_{t \in TP} \quad \forall_{s \in SEAS} \quad \sum_{p \in n} (P_{p,t,s} \times Y_{e,p}) = \sum_{n' \in EPR} I_{e,n,n',t,s} \quad (19)$$

Powyższe równanie bilansuje sumaryczną wielkość produkcji i odbioru energii elektrycznej lub ciepła w każdej strefie generacji s . Ze względu na występujące w modelu rozróżnienie pomiędzy technologiami pracującymi w podstawie i/lub szczycie obciążenia (por. parametry do opisu *jednostki* w rozdz. 5.3.2), równanie (19) ma dwie odmiany. Pierwsza dotyczy jedynie technologii pracujących w podstawie obciążenia, czyli w strefach generacji $s \in \{BgW, BgS\}$, druga natomiast dotyczy elektrowni przeznaczonych do pracy w paśmie szczytowym - $s \in \{PgW, PgS\}$.

Czwarty typ równań (20) służy do wyliczenia rocznych wielkości zużycia paliw na wsad do produkcji energii elektrycznej i/lub ciepła.

$$\forall_{n \in EPR_{sp}} \quad \forall_{e \in EC_A} \quad \forall_{t \in TP} \quad \sum_{i \in RES} R_{e,r,n,t} + \sum_{n' \in EPR} I_{e,n',n,t} + \sum_{s \in SEAS} \sum_{pen} (P_{p,t,s} \times Y_{e,p}) = 0 \quad (20)$$

Trzeci składnik równania wiąże wielkości produkcji energii elektrycznej (a w przypadku elektrociepłowni - łącznej produkcji energii elektrycznej i ciepła) $P_{p,t,s}$ z wielkością zużycia nośnika energii e na wsad procesu w poszczególnych strefach bilansowych s . Roczna wielkość zużycia nośnika energii e , wyliczana jako suma produkcji po wszystkich strefach bilansowych $SEAS$, równoważona jest taką samą wielkością sumarycznych dostaw $R_{e,r,n,t}$ i $I_{e,n',n,t}$.

Relacje pomiędzy wielkością produkcji energii elektrycznej a zainstalowaną mocą elektryczną danej technologii u określane są w sezonie zimowym następującą nierównością, będącą rozwinięciem zależności (10):

$$\forall_{u \in n: n \in EPR_{sp}} \quad \forall_{t \in TP} \quad \sum_{peu} (P_{p,t,PgW} \times \beta_{el,p} / H^{PrW} + P_{p,t,BgW} \times \beta_{el,p} / H^W) \leq \quad (21)$$

$$\leq AV_u \times CF_u \times CAPA_{u,t} / H$$

Oznaczenia długości poszczególnych okresów (H) w powyższej formule są zgodne z oznaczeniami zamieszczonymi na rys. 5.6. Produkcja energii elektrycznej w poszczególnych strefach generacji wyliczana jest jako iloczyn produkcji danego procesu ($P_{p,t,PgW}$, $P_{p,t,BgW}$) przez współczynnik $\beta_{el,p}$. Współczynnik ten określa udział energii elektrycznej w całkowitym uzysku procesu i przyjmuje wartość $\beta = 1$ w przypadku elektrowni oraz $\beta < 1$ w elektrociepłowni.

5.6.4. Sezonowe i dobowe rozkłady zaoszczędzonej energii elektrycznej

Ze względu na duże znaczenie dla racjonalizacji krajowej gospodarki energetycznej i zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych, w opracowanym modelu dużo uwagi poświęcono odwzorowaniu przedsięwzięć oszczędzania energii, w tym energii elektrycznej. Ze względu na znacznie wyższe koszty wytwarzania energii elektrycznej w okresie szczytowego obciążenia KSE o systemowej opłacalności danej technologii oszczędzania decydują nie tylko koszty zaoszczędzonej energii ale także sezonowy i dobowy rozkład uzyskiwanych oszczędności energii.

W opracowanym modelu technologie oszczędzania energii elektrycznej zostały zamodelowane podobnie jak technologie produkcyjne. Charakteryzowane są one przez następujące najważniejsze parametry:

- jednostkowe koszty zaoszczędzonej energii,
- maksymalny potencjał oszczędzania,
- minimalny (niezależny od opłacalności) zakres oszczędzania,
- poziom napięciowy odbiornika,
- parametry sezonowe, określające sezonowy i dobowy rozkład zaoszczędzonej energii.

Koszty i potencjały oszczędzania przyjęte w obliczeniach zostaną omówione w rozdz. 5.8. Parametry zaoszczędzonej energii, takie jak poziomy napięciowe i wskaźniki rozkładu na sezony i okresy doby przedstawiono w tabl. 5.4 dla różnych uwzględnionych w modelu technologii oszczędzania. Określono je na podstawie cząstkowych charakterystyk pracy odbiorników energii elektrycznej poddanych modernizacji lub wymianie. I tak np. w przypadku oszczędności uzyskiwanych przez wymianę żarówek na świetlówki kompaktowe w mieszkaniach, rozkład zaoszczędzonej energii określany jest na podstawie rozkładu zużycia energii elektrycznej na oświetlenie mieszkań.

Największy udział oszczędności energii przypadających na okres obciążenia szczytowego zimą i latem obserwuje się w przypadku energooszczędnych pralek i oświetlenia. Oszczędności kosztów uzyskiwane w wyniku zaoszczędzenia jednostki energii w tych technologiach są ok. 10 - 20 % wyższe niż np. w przypadku energooszczędnych lodówek, które "produkują" zaoszczędzoną energię bardziej równomiernie.

Tablica 5.4. Rozkład zaoszczędzonej energii na strefy czasowe dla wyróżnionych grup technologii oszczędzania energii elektrycznej (na podst. Niemyski 1995)

Grupa technologii oszczędzania energii elektrycznej	Napięcie odbioru	Rozkład zaoszczędzonej energii [%]			
		Sezon letni		Sezon zimowy	
		Okres szczyt.	Pozost.	Okres szczyt.	Pozost.
Przemysł					
Napędy pomp w elektroenergetyce	WN	8,2	39,8	14,6	37,4
Napędy pomp w górnictwie węgla kamiennego	WN	8,2	39,8	14,6	37,4
Procesy technologiczne w przemyśle ciężkim	WN	8,2	39,8	14,6	37,4
Procesy technologiczne poza przemysłem ciężkim	SN	17,1	27,9	22,0	33,0
Sektor handlu i usług					
Pompowanie wody zimnej w gospodarce komunalnej	SN	10,1	39,9	16,9	33,1
Pompowanie wody zimnej w gospodarce komunalnej	NN	10,1	39,9	16,9	33,1
Oświetlenie lokali niemieszkalnych	NN	5,4	24,6	31,2	38,8
Chłodzenie i zamrażanie w lokalach niemieszkalnych	NN	9,9	45,1	13,7	31,3
Pranie w lokalach niemieszkalnych	NN	20,6	34,4	16,8	28,2
Oświetlenie ulic	NN	4,4	30,6	17,9	47,1
Ogrzewanie akumulacyjne - lokale niemieszkalne	NN	0,0	10,0	0,0	90,0
Ogrzewanie bezpośrednie - lokale niemieszkalne	NN	1,4	8,6	22,0	68,0
Gospodarstwa domowe					
Oświetlenie mieszkań	NN	9,3	25,7	31,4	33,6
Chłodzenie i zamrażanie w lokalach mieszkalnych	NN	9,0	41,0	15,3	34,7
Pranie w lokalach mieszkalnych	NN	19,4	30,6	38,9	11,1
Ogrzewanie akumulacyjne - lokale mieszkalne	NN	0,0	10,0	0,0	90,0
Ogrzewanie bezpośrednie - lokale mieszkalne	NN	2,8	7,2	43,2	46,8
Transport					
Napędy trakcji miejskiej	SN	10,3	34,7	22,3	32,7

5.7. Rozszerzenia oprogramowania

Oprogramowanie pakietu EFOM-ENV/GAMS dostosowane jest do modelowego opisu typowego systemu energetycznego. Nie uwzględnia więc specyfiki polskich warunków oraz niektórych zagadnień, które są istotne w badaniach strategii redukcji CO₂ i szerzej - gazów cieplarnianych. Dla realizacji celu pracy konieczne było wprowadzenie istotnych rozszerzeń do oprogramowania modelu. Zrealizowano je przez zmiany zapisu równań matematycznych modelu, wprowadzenie dodatkowych procedur do generatora raportów oraz opracowanie oprogramowania do analizy danych wejściowych i wyników obliczeń. Rozszerzenia te, opisane poniżej, znacząco zwiększają możliwości badawcze polskiego modelu.

5.7.1. Modelowanie wpływu podatku węglowego oraz opłat za emisje SO₂ i NO_x

Wśród różnych instrumentów służących do realizacji zintegrowanej polityki energetyczno - ekologicznej (zob. np. Jankowski i in. 1994) coraz większą rolę zaczynają odgrywać instrumenty ekonomiczne. Należą do nich różnego rodzaju podatki, opłaty emisyjne, czy szerzej ostatnio dyskutowane zbywalne uprawnienia emisyjne (Żylicz 1992). W odróżnieniu od instrumentów prawnych, instrumenty ekonomiczne stymulują realizację najbardziej kosztowo efektywnych przedsięwzięć (Żylicz 1993). Instrumenty te odegrać mogą szczególnie dużą rolę w kontroli emisji CO₂ w skali kraju. W odróżnieniu np. od emisji siarkowych, nie ma obecnie akceptowalnych pod względem kosztów technologii wychwytu dwutlenku węgla ze spalin emitowanych do atmosfery. Najbardziej efektywne kosztowo przedsięwzięcia zmniejszenia emisji CO₂ znajdują się po stronie podażowej i popytowej, a podejmowane być mogą zarówno przez duże przedsiębiorstwa, jak i gospodarstwa domowe. W tej sytuacji wprowadzenie powszechnych opłat za emisje CO₂ lub tzw. podatku węglowego jest rozwiązaniem o dużych możliwościach zastosowania.

Badanie konsekwencji wykorzystania tego instrumentu dla całej gospodarki było przeprowadzone w wielu krajach, przede wszystkim przy pomocy modeli makroekonomicznych (np. Yamaji 1991; Conrad 1994, por. także rozdz. 3.3). W badaniach koncentrujących się na systemie energetycznym wykorzystywane były do tego celu również modele zorientowane technologicznie (Messner 1990, Wietschel 1994). Podobne badania nie zostały dotychczas wykonane dla Polski.

Umożliwienie tego typu analiz w modelu EFOM-PL wymagało wprowadzenia do funkcji celu, danej równaniem (5), dodatkowego składnika określającego sumaryczną wysokość opłat za wyemitowany do atmosfery pierwiastek węgla. Do określenia wysokości podatku węglowego dla każdego nośnika energii wykorzystano wskaźnik emisji CO₂, który jest proporcjonalny do zawartości węgla w paliwie. Wprowadzona do funkcji celu składowa kosztowa związana z wprowadzeniem podatku węglowego jest definiowana następująco:

$$\forall_{t \in TP} CE_{CO_2,t} = Ce_{CO_2,t} \times \left(\sum_{p \in EPP} EM_{CO_2,p} \times P_{p,t} / \eta_p + \right. \\ \left. + \sum_{(e,n') \in FLI} EM_{CO_2,e,n',t} \times I_{e,n',t} + \sum_{(e,n,d) \in FLD} EM_{CO_2,e,n,d,t} \times D_{e,n,d,t} \right) \quad (22)$$

Emisje CO₂ wyliczane są dla wszystkich procesów produkcyjnych p , wszystkich wewnątrzsystemowych przepływów nośników energii FLI oraz przepływów końcowych FLD . Emisje pochodzące z przesyłów wewnątrzsystemowych dotyczą np. strat powstających przy przesyłach gazu ziemnego. W zależności od tego, czy gaz ten się ulatnia, czy spala straty na przesyłach są źródłem emisji metanu lub dwutlenku węgla. Emisje przypisane do przepływów końcowych (dostawy paliw do odbiorców finalnych) dotyczą produktów spalania powstających w procesach końcowego użytkowania paliw.

Jednostkowe wskaźniki emisji EM_{CO_2} określają wielkość emisji na jednostkę przepływu danego nośnika energii e , a w przypadku procesów produkcyjnych - na jednostkę wsadu paliwowego. Wysokość podatku węglowego w przeliczeniu na emisje CO₂ zadawana jest przy pomocy parametru $Ce_{CO_2,t}$ (w tysiącach złotych za tonę emisji CO₂) odrębnie dla każdego podokresu. Pozwala to na symulację różnego tempa wprowadzenia tego instrumentu w życie.

Ze względu na podpisane przez Polskę konwencje międzynarodowe bardzo ważnym zagadnieniem jest także problem redukcji emisji SO₂ i NO_x. Dla poszerzenia możliwości badania tego problemu o zagadnienie skutków opłat za emisje tych gazów wprowadzono do modelu dodatkowe równania kosztowe. W odróżnieniu od podatku węglowego, który obciąża jednakowo wszystkich użytkowników paliw, opłaty za emisje SO₂ lub NO_x obejmują na ogół jedynie większe emitory tych zanieczyszczeń. Opłatami nie obejmuje się np. emisji pochodzących z palenisk indywidualnych. W celu umożliwienia tego rozróżnienia w modelu, zestaw danych wejściowych

wzbogacono o informacje, pozwalające określić technologie podlegające opłatom emisyjnym i technologie z nich wyłączone. W odróżnieniu od emisji CO₂, konieczne było także uwzględnienie zmniejszenia emisji w instalacjach odsiarczania i odazotowania. Składowa funkcji celu opisująca koszty opłat emisyjnych została zapisana w modelu następująco:

$$\forall_{m \in EM_L} \quad \forall_{t \in TP} \quad CE_{m,t} = Ce_{m,t} \times \left(\sum_{p \in EPP_{\Omega t}} EM_{m,p} \times P_{p,t} / \eta_p + \right. \\ \left. + \sum_{p \in EPP_{\Omega t}} \sum_{a \in ABT} EM_{m,a,p} \times A_{a,p,t} / \eta_p \right) \quad (23)$$

Indeks m określa rodzaj substancji zanieczyszczającej, której emisje obłożono opłatą. W obecnej wersji modelu jest to dwutlenek siarki i/lub tlenki azotu. Dla każdego zanieczyszczenia m równanie obejmuje jedynie procesy energetyczne $EPP_{\Omega t}$ objęte opłatami za emisję. Dla każdego procesu energetycznego p emisja pochodząca ze spalania paliw jest pomniejszana o składnik, który określa jej zmniejszenie w technologii ochronnej $A_{a,p,t}$. Wskaźnik redukcji emisji $EM_{a,p,m}$ technologii ochronnej a określa jednostkowe zmniejszenie emisji zanieczyszczenia m odniesione do jednostki wsadu procesu p .

Koszty z tytułu podatku węglowego oraz opłat za emisje SO₂ i NO_x zostały włączone do funkcji celu, która ostatecznie przyjmuje następującą postać:

$$C = \sum_{t \in TP} DF_t \times (CI_t + CF_t + CV_t + CA_t + CT_t + Cimp_t - Cexp_t + CE_t) \rightarrow \min \quad (24)$$

gdzie CE_t oznacza sumaryczną wartość opłat emisyjnych wyliczoną w równaniach (22) i (23). Koszty te dla wszystkich podokresów są dyskontowane wraz z innymi składowymi funkcji celu na rok bazowy obliczeń.

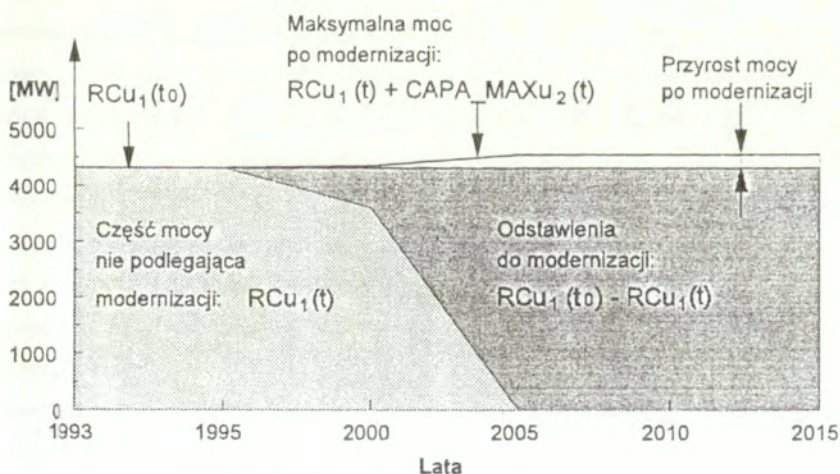
5.7.2. Badanie przedsięwzięć modernizacyjnych

Doświadczenia zebrane w ciągu ostatnich kilku lat zarówno w Polsce jak i na świecie, szczególnie w USA (por. np. IEA 1995a, Dene 1995) świadczą o tym, iż modernizacja, wymiana lub rekonstrukcja podstawowych urządzeń wytwórczych w obiektach elektroenergetyki i ciepłownictwa stanowi realną alternatywę dla budowy nowych obiektów energetycznych.

Oprogramowanie pakietu EFOM-ENV nie pozwala na prawidłowe odwzorowanie tego typu przedsięwzięć. Możliwe jest jedynie uwzględnienie w ramach jednej technologii modelowej takich opcji modernizacyjnych, których nakłady inwestycyjne można pominąć (np. dostosowanie do spalania węgla o innych parametrów jakościowych). Uwzględnienie możliwości głębokiej modernizacji i przedłużenia czasu eksploatacji istniejących technologii energetycznych nie jest możliwe w ramach tego pakietu. Dlatego w polskiej wersji modelu dokonano rozwinięcia oprogramowania EFOM-ENV w celu umożliwienia wyboru optymalnych opcji modernizacyjnych spośród kilku możliwych wariantów, które mogą być określone dla poszczególnych technologii istniejących. Wprowadzone do modelu nowe relacje zapewniają substytucyjność technologii w ramach grupy modernizacyjnej. Mają one charakter ograniczeń grupowych o następującej postaci:

$$\forall (u_1, u_2, \dots, u_n) \in M \quad \forall t \in TP \quad \frac{CAPA_{u_1,t} - RC_{u_1,t}}{RC_{u_1,t_0} - RC_{u_1,t}} + \sum_{i=2}^n \frac{CAPA_{u_i,t}}{CAPA_MAX_{u_i,t}} \leq 1 \quad (25)$$

Nierówność o powyższej postaci tworzona jest dla każdej grupy opcji technologicznych M , która jest definiowana przez użytkownika modelu. Każdy taki zestaw zawiera wymienioną na pierwszym miejscu technologię istniejącą u_1 oraz opcje jej modernizacji u_2, u_3, u_4 (w obecnej wersji oprogramowania można zdefiniować do trzech opcji modernizacyjnych). Zastosowaną koncepcję modelowania zobrazowano na rys. 5.7.



Rys. 5.7. Uproszczony schemat modelowania modernizacji grupy obiektów istniejących

Zakres możliwej modernizacji dla technologii u_i ograniczany jest wielkością wycofań mocy wyliczaną jako różnicę $RC_{u_i, t_0} - RC_{u_i, t}$ (na rys. 5.7. przedstawiony jako odstawienia do modernizacji). W tym obszarze konkurują ze sobą opcje modernizacyjne. Pierwszy składnik zależności (25) określa udział opcji polegającej na prostym przedłużeniu eksploatacji obiektu (tzw. life extension) bez przeprowadzania jego głębszej modernizacji. Składnik drugi nierówności sumuje udziały poszczególnych opcji u_i w modernizacji technologii istniejącej.

Zmienne oznaczone jako $CAPA_{u_i, t}$ (gdzie: $i = 1, \dots, n$) stanowią zmienne decyzyjne w tej nierówności i określają moce uzyskiwane w każdej opcji modernizacyjnej u_i w roku t . Wartość $CAPA_MAX_{u_i, t}$ natomiast oznacza maksymalną zdolność produkcyjną, jaką można uzyskać przez realizację modernizacji w pełnym dopuszczalnym zakresie wyłącznie w technologii i -tej. Wielkość tę określa się osobno dla każdej opcji modernizacyjnej u_i , co pozwala uwzględnić różne dla poszczególnych opcji zwiększenie mocy, uzyskiwane w wyniku rekonstrukcji. Jako przykład posłużyć mogą rozważane obecnie opcje modernizacji bloków energetycznych elektrowni systemowych, dające przyrost mocy osiągalnej do ok. 15 % (PSE 1994). Sytuację taką zaznaczono na rys. 5.7, przy czym dla uproszczenia ilustracji uwzględniono jedynie jedną opcję modernizacji. Wybór optymalnego wariantu modernizacji określany jest w trakcie obliczeń optymalizacyjnych.

Prawidłowe zamodelowanie przedsięwzięć modernizacyjnych wymagało dodatkowo uwzględnienia możliwości wykorzystania instalacji ochronnych, które zbudowano w istniejących obiektach energetycznych, także po modernizacji tych obiektów. Przykładowo, instalacja mokrego odsiarczania może i powinna być wykorzystana po modernizacji zarówno w przypadku remontu lub wymiany zespołów generatora, jak i przy wymianie zespołów ciepłych, w tym kotłów energetycznych. W celu uwzględnienia tego zagadnienia dokonano istotnych zmian równań modelu opisujących powiązania technologii energetycznych z technologiami ochrony atmosfery. Konieczne było m.in. wprowadzenie równań transferu mocy technologii ochronnych do technologii modernizowanych. Zrealizowano również zmiany polegające na powiązaniu mocy technologii ochronnych z sumaryczną aktywnością technologii energetycznej w miejsce wcześniejszego powiązania technologii ochronnych z konkretnym procesem energetycznym. Nowe rozwiązanie daje m.in. możliwość modelowania substytucji paliw w technologii energetycznej wyposażonej w instalację odsiarczania lub odazotowania. Poniżej przedstawiono najważniejsze zależności matematyczne wykorzystane do zamodelowania tego zagadnienia.

$$\forall_{(u,a) \in (EPU, ABT)} \quad \forall_{t \in TP} \quad CAPA_{a,u,t} \times AV_{a,u} \times CF_u \geq \sum_{p \in U} A_{a,p,t} / \eta_p \quad (26)$$

Nierówność (26) służy do wyliczenia mocy instalacji ochronnej a współpracującej z technologią energetyczną u . Moc ta określana jest podobnie jak w przypadku mocy technologii energetycznych (por. równ. (10)). Zamiast sumy produkcji procesów energetycznych występuje tu suma aktywności technologii ochronnej $A_{a,p,t}$ po wszystkich procesach p realizowanych w technologii u . Druga istotna różnica względem równania (10) polega na określeniu mocy instalacji ochronnej w odniesieniu do mocy cieplnej kotła, stąd w równaniu (26) aktywność technologii ochronnej $A_{a,p,t}$ jest podzielona przez sprawność procesu η_p .

Kolejne równanie ustala relacje pomiędzy mocą technologii ochronnej w roku t a przyrostami mocy tej technologii w podokresie t i w podokresach wcześniejszych.

$$\forall_{(u,a) \in (EPU, ABT)} \quad \forall_{t \in TP} \quad CAPA_{a,u,t} = \sum_{t' < t} \min(LT_{a,u} / \Delta t, 1) \times AC_{a,u,t'} \quad (27)$$

Postać równania (27) jest zbliżona do równ. (12). Moc technologii ochronnej w roku t oznaczona jest przez $CAPA_{a,u,t}$ natomiast $AC_{a,u,t'}$ oznacza łączny przyrost mocy w całym podokresie t' . Okres eksploatacji instalacji ochronnej oznaczono przez $LT_{a,u}$.

Dla technologii energetycznych u , które reprezentują w modelu opcje modernizacyjne, wprowadza się dodatkową zmienną $TC_{a,u,t}$ określającą moc technologii ochronnej przejętej z technologii poddanej modernizacji (por. opis do równ. (25)).

$$\begin{aligned} & \forall_{(\mu_1, \mu_2, \dots, \mu_n) \in M} \quad \forall_{u = u_1} \quad \forall_{(u,a) \in (EPU, ABT)} \quad \forall_{t \in TP} \quad CAPA_{a,u,t} = \\ & = \sum_{t' < t} \min(LT_{a,u} / \Delta t, 1) \times AC_{a,u,t'} + TC_{a,u,t} \end{aligned} \quad (28)$$

Dla modernizowej technologii energetycznej wylicza się moc technologii ochronnej $SC_{a,u,t}$ przypadającej na tą część mocy technologii u , która jest odstawiana do modernizacji. Realizowane jest to przy pomocy równania (29)

$$\forall_{(u_1, \mu_2, \dots, \mu_n) \in M} \quad \forall_{(u_1, a) \in (EPU, ABT)} \quad \forall_{t \in TP} \quad SC_{a, u_1, t} \times CF_{u_1} \geq$$

$$CAPA_{a, u_1, t} \times AV_{a, u_1} \times CF_{u_1} - \sum_{p \in u_1} A_{a, p, t} / \eta_p \quad (29)$$

Wartości zmiennych występujące w równ. (28) i (29) wiązane są kolejnym ograniczeniem (30), które określa relację pomiędzy mocą technologii ochronnej związanej z modernizowaną technologią energetyczną a sumaryczną mocą technologii ochronnej przejętą przez technologie modernizacyjne.

$$\forall_{(u_1, \mu_2, \dots, \mu_n) \in M} \quad \forall_{(u_1, a) \in (EPU, ABT)} \quad \forall_{t \in TP} \quad SC_{a, u_1, t} \geq \sum_{i=2}^n TC_{a, u_i, t} \quad (30)$$

Powyższa zależność ustala, że sumaryczna moc instalacji ochronnych $TC_{a, u_1, t}$ która jest przyjmowana przez wszystkie zdefiniowane dla danej grupy M opcje modernizacyjne u_2, u_3, \dots, u_n , nie może być większa niż moc instalacji ochronnych $SC_{a, u_1, t}$ odstawionych wraz z obiektami energetycznymi do modernizacji.

Oprócz opisanych powyżej zmian dokonano również modyfikacji równań kosztowych technologii ochronnych. Pierwotna wersja oprogramowania wymagała określenia jednostkowych kosztów eksploatacyjnych odniesionych na jednostkę produkcji technologii ochronnej. Rozwiązanie to powodowało, że model nie rozróżniał kosztów zmiennych od eksploatacyjnych kosztów stałych, ponoszonych niezależnie od wielkości produkcji. W nowych równaniach koszty eksploatacyjne zostały rozbite na koszty stałe i zmienne. Wydzielone osobno koszty zmienne dotyczą jedynie kosztów proporcjonalnych do poziomu produkcji i obejmują np. koszt sorbentu, koszt zużytej energii elektrycznej, czy koszty składowania produktów odsiarczania. Koszty stałe wyliczane są natomiast jako zadany procent nakładów inwestycyjnych, którego wartość definiowana jest dla poszczególnych rodzajów technologii ochronnych.

5.7.3. Strategie łącznej redukcji emisji gazów cieplarnianych

Dwutlenek węgla jest gazem, który w największym stopniu przyczynia się do efektu cieplarnianego, stąd zmniejszenie jego emisji ma podstawowe znaczenie dla zapobiegania

zmianom klimatu. Bardziej szczegółowa analiza tego zagadnienia wymaga jednak uwzględnienia wpływu również innych gazów cieplarnianych, w tym głównie metanu (CH_4), podtlenku azotu (N_2O), a także freonów (CFCs). Emisja tych gazów w liczbach bezwzględnych jest znacznie niższa od emisji CO_2 , jednak efekt cieplarniany powodowany przez tą samą ilość gazu jest w ich przypadku wielokrotnie większy. Przeliczenie emisji różnych gazów cieplarnianych na równoważną im emisję CO_2 możliwe jest dzięki określeniu dla każdego z nich tzw. "potencjału cieplarnianego". Możliwość badania przy pomocy modelu EFOM-PL strategii redukcji emisji wszystkich najważniejszych gazów cieplarnianych łącznie została uzyskana dzięki wprowadzeniu do modelu nowego rodzaju nierówności o następującej postaci:

$$\forall_{t \in TP} \sum_{m \in GHG} HP_m \times EMI_{m,t} \leq EMI_MAX_{GHG,t} \quad (31)$$

Przez $EMI_MAX_{GHG,t}$ oznaczono zadaną egzogenicznie maksymalną dopuszczalną wielkość emisji gazów cieplarnianych w przeliczeniu na równoważną emisję CO_2 . Przez GHG oznaczono zbiór gazów cieplarnianych uwzględnianych w obliczeniach: dwutlenek węgla, metan (CH_4) i podtlenek azotu (N_2O). Potencjały cieplarniane dla tych gazów HP_m przyjęto w wysokości 25 dla metanu i 320 w przypadku podtlenku azotu - zgodnie z ostatnią inwentaryzacją gazów cieplarnianych dla Polski (FEWE 1995).

5.7.4. Badanie marginalnych kosztów dostaw energii elektrycznej i ciepła

Zmniejszenie emisji zanieczyszczeń, w tym także CO_2 , powoduje od pewnego poziomu wzrost kosztów nośników energii dostarczanych do odbiorców. Badanie strategii redukcji powinno więc również obejmować analizę zmian tych kosztów, szczególnie w odniesieniu do najbardziej przetworzonych nośników jak energia elektryczna i ciepło scentralizowane.

Własności zadania programowania liniowego pozwalają na wyznaczenie dla wszystkich ograniczeń zadania liniowego tzw. *wartość dualną*, określaną także mianem *ceny dualnej* lub *shadow price*. Wartości te stanowią część rozwiązania zadania dualnego, które jest powiązane w sposób wzajemnie jednoznaczny z rozwiązywanym zadaniem programowania liniowego. Wartość dualna określa o ile zmieni się wartość funkcji celu przy jednostkowej zmianie prawej strony ograniczenia, czyli np. o ile zmieni się koszt całkowity przy wzroście zapotrzebowania na

określony nośnik energii lub przy zmianie dopuszczalnej wielkości emisji zanieczyszczeń w danym podokresie. Wartość dualna przyjmuje wartość niezerową jedynie dla ograniczeń aktywnych, a więc takich, gdzie lewa strona jest równa prawej (por. równ. (4)). W zadaniach programowania liniowego, których funkcja celu określa sumaryczne poniesione koszty, wartość dualna może być interpretowana jako koszt marginalny wielkości opisywanej danym ograniczeniem. Tę własność zadania programowania liniowego wykorzystuje się w modelu EFOM-PL do wyznaczenia kosztów marginalnych redukcji emisji zanieczyszczeń atmosfery oraz emisji dwutlenku węgla.

Przeprowadzone ostatnio prace metodyczne dotyczące rachunku kosztów marginalnych w elektroenergetyce (Twardy 1994) wskazują na możliwość wykorzystania wyników modeli optymalizacyjnych (na przykładzie modelu WASP) do oceny krótko i długookresowych kosztów marginalnych mocy lub produkcji energii elektrycznej w KSE. W modelu EFOM-PL nie jest możliwe bezpośrednie określenie kosztów marginalnych mocy. Można natomiast, na podstawie odpowiednich wartości dualnych stanowiących integralną część rozwiązania zadania programowania liniowego, wyliczyć koszty marginalne dostaw energii elektrycznej na różnych napięciach i u różnych grup odbiorców. Dla realizacji tego zadania opracowano w języku GAMS nowe procedury, które zostały włączone do oprogramowania pakietu EFOM-PL. Wyliczane w ten sposób koszty marginalne zawierają w sobie składową stałą kosztu (koszt mocy) oraz składową zmienną. Udział kosztów stałych zależy od zdefiniowanego dla danej grupy odbiorców rozkładu zużycia energii na strefy czasowe (por. rozdz. 5.6). Od ich wartości zależą relacje pomiędzy wielkością zużycia energii i odbiorem mocy, co powoduje w modelu zróżnicowanie kosztów marginalnych dostaw energii elektrycznej dla różnych odbiorców.

W przypadku analiz strategii redukcji emisji zanieczyszczeń, np. dwutlenku węgla interpretacja tak wyznaczonych kosztów marginalnych jest bardziej złożona. Koszty te należy wówczas interpretować jako łączne koszty dodatkowej produkcji energii i redukcji emisji zanieczyszczeń wyemitowanych z powodu zwiększenia produkcji. Zmniejszenie emisji wymagane dla zachowania określonego pułapu emisji zostanie zrealizowane niekoniecznie w ramach tej samej technologii produkcyjnej lecz tam gdzie będzie to najtańsze (np. wzrost produkcji energii elektrycznej i związanej z tym emisji może zostać zrekompensowany równoczesną zamianą ciepłowni gazowej ciepłownią spalającą biomasę, co spowoduje zmniejszenie sumarycznej emisji do wymaganego poziomu).

W obliczeniach uwzględniających wprowadzenie podatku węglowego koszt marginalny dostaw nośników energii obejmować będzie koszt produkcji i dostaw energii wraz z kosztem opłat poniesionych z tytułu wprowadzonego podatku.

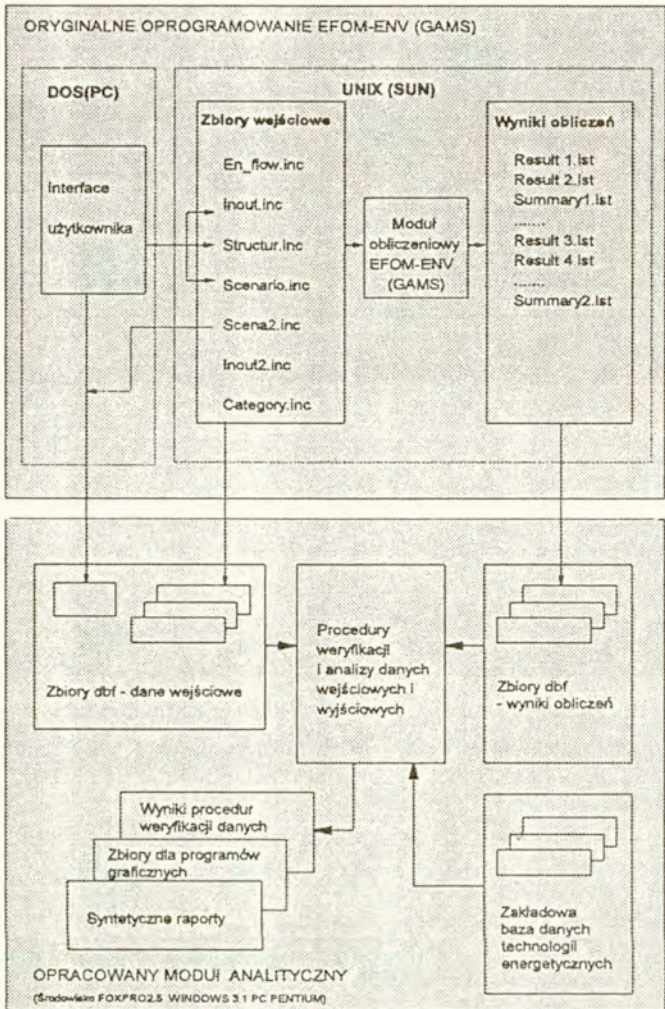
5.7.5. Oprogramowanie do analizy danych wejściowych i wyników obliczeń

Wykonanie pełnego cyklu obliczeń przy pomocy dużych optymalizacyjnych modeli energetyczno - środowiskowych, takich jak model EFOM-PL związane jest z przepływem obfitych strumieni danych wejściowych i wyników obliczeń. Opracowanie skutecznych narzędzi kontroli, analizy i interpretacji tych danych stanowi często niezbędny warunek efektywnej pracy z modelem. Oryginalne oprogramowanie pakietu EFOM-ENV/GAMS przystosowane jest do wczytywania danych wejściowych do obliczeń z plików tekstowych. Również pliki wynikowe, zawierające rezultaty obliczeń są plikami tekstowymi. Taki format zapisu danych nie jest odpowiedni dla automatyzacji procesów obróbki i prezentacji danych i wyników.

W celu zwiększenia możliwości badawczych modelu opracowany został przez autora specjalny moduł analityczny. Przy jego opracowaniu wykorzystane zostały koncepcje zastosowania baz danych do badania systemów wielkich, które zostały przedstawione w pracach (Lis 1994, 1995). Schemat tego modułu oraz jego powiązanie z oryginalnym oprogramowaniem i zbiorami danych modelu EFOM-PL pokazany został na rys. 5.8.

Oryginalne oprogramowanie obejmuje interface użytkownika pracujący pod systemem operacyjnym DOS na komputerze PC oraz moduł obliczeniowy, który składa się z oprogramowania w języku GAMS. Pakiet GAMS oraz programy obliczeniowe zostały zainstalowane na komputerze SUN pod systemem operacyjnym UNIX. Powiązanie komputera PC i komputera SUN realizowane jest przy pomocy sieci lokalnej (local area network - LAN). Dane wejściowe i wyniki obliczeń zamieszczone są w plikach tekstowych zaznaczonych na rys. 5.8. Poszczególne pliki zawierają następujące rodzaje danych wejściowych:

STRUCTUR.INC - zawiera listy elementów składowych systemu: sektorów, producentów, technologii energetycznych, procesów, technologii ochronnych, nośników energii oraz listę parametrów procesów i technologii. Definiuje także hierarchiczną organizację elementów systemu oraz trzypoziomą agregację nośników energii. Określa także nazwę jednostki monetarnej do wyrażania kosztów oraz wartość stopy dyskontowej.



Rys. 5.8. Powiązania opracowanego modułu analitycznego z oryginalnym oprogramowaniem pakietu EFOM-ENV/GAMS

EN_FLOW.INC - zawiera definicje wszystkich przepływów nośników energii wyróżnionych w systemie w podziale na: przepływy źródłowe, wewnątrzsystemowe i końcowe. Przy pomocy odpowiednich parametrów (por. opis parametrów w rozdz. 5.3.2) opisywane są też charakterystyki tych przepływów.

INOUT.INC - zawiera trzy tablice charakterystyk technicznych, ekonomicznych i środowiskowych wszystkich wyróżnionych w modelu technologii energetycznych, procesów produkcyjnych i technologii ochronnych.

SCENARIO.INC - w trzech tablicach definiuje ograniczenia zdolności produkcyjnych technologii energetycznych w poszczególnych latach krańcowych. Ograniczenia można zadawać w wartościach bezwzględnych (np. maksymalna moc ciepłowni na biomasę w MW lub maksymalna zdolność produkcyjna istniejących kopalni w PJ/a). Możliwe jest także zadanie ograniczeń w postaci maksymalnego, bądź minimalnego udziału danej technologii w całkowitej produkcji określonego nośnika energii.

CATEGORY.INC - zawiera dane pomocnicze niezbędne do obliczeń, np. dokonuje rozróżnienia producentów na kategorie: popytowe, źródłowe, importowe, eksportowe, oszczędzania energii i inne. Definiuje podokresy obliczeniowe, rok bazowy, rok odniesienia (dla strategii redukcji emisji zanieczyszczeń), długość trwania poszczególnych stref czasowych. Dokonuje rozróżnienia sezonowych i niesezonowych nośników energii.

INOUT2.INC - uzupełnia dane zawarte w pliku *Inout.inc* Zawiera charakterystyki procesów produkcyjnych posiadających w opisie modelowym więcej niż trzy wsady lub uzyski.

SCENA2.INC - zawiera analogiczne dane jak w pliku *Scena.inc*, odnoszące się jednak nie do mocy (zdolności produkcyjnych) technologii lecz do wielkości produkcji procesów energetycznych. Określa się w nim ograniczenia (dolne lub górne) dotyczące produkcji poszczególnych procesów lub ograniczenia udziałów produkcji danego procesu w stosunku do produkcji całej technologii.

Trzy spośród siedmiu wymienionych zbiorów danych wejściowych: *Structur.inc*, *Inout.inc* oraz *Scenario.inc* są tworzone przy pomocy interface-u użytkownika. Oprogramowanie to ułatwia wprowadzanie części danych wejściowych do obliczeń. Umożliwia tworzenie plików wejściowych do modelu z danych wprowadzonych przez użytkownika oraz pozwala na zapisanie danych technologicznych w formacie relacyjnej bazy danych. Pozostałe wymienione pliki danych wejściowych tworzone są przy pomocy edytora tekstów.

Wyniki obliczeń optymalizacyjnych zapisywane są w dwojakiego rodzaju plikach tekstowych, oznaczonych jako: *Resulti.lst* oraz *Summaryi.lst*. Ich zawartość została opisana poniżej.

RESULTi.LST - zawiera kompletne wyniki obliczeń dla każdego wariantu obliczeniowego. Plik ten składa się z ok. 12 tablic opisujących m.in.: moce poszczególnych technologii energetycznych, produkcję procesów produkcyjnych, wartości przepływów nośników energii oraz szczegółowe zestawienia bilansów energii pierwotnej i finalnej, kosztów oraz emisji zanieczyszczeń. W wyniku wprowadzonych rozszerzeń generowane są także tablice kosztów marginalnych dostaw energii elektrycznej i ciepła, koszty technologii ochronnych w podziale na koszty inwestycyjne, stałe i zmienne, przyrosty mocy instalacji ochronnych oraz redukcje emisji w technologiach ochronnych. Liczba plików tego typu zależy od liczby wariantów analizowanych w jednym przebiegu obliczeniowym (oprogramowanie modelu umożliwia przeprowadzenie seryjnych obliczeń wielu wariantów różniących się jedynie poziomem redukcji emisji określonego zanieczyszczenia, np. dwutlenku węgla).

SUMMARYi.INC - plik ten zawiera zestawienia syntetyczne, takie jak: bilanse energii pierwotnej i finalnej oraz emisje zanieczyszczeń atmosfery. Jeden plik tego typu (*Summary1.lst*) tworzony jest dla dwóch odmian wariantu odniesienia (z uwzględnieniem przedsięwzięć oszczędzania energii i bez ich uwzględnienia). Drugi taki plik (*Summary2.lst*) sumuje wyniki ze wszystkich wariantów redukcji emisji wyliczanych w trakcie obliczeń seryjnych.

Przy pomocy opracowanego programu *EFOM2DBF* wszystkie dane wejściowe i wyniki modelu zapisywane są w formacie relacyjnej bazy danych w środowisku programistycznym *FOXP* 2.5 for Windows. Część danych wejściowych pochodzi z plików zapisanych przez interface użytkownika, pozostała część jest wczytywana z plików tekstowych. Wyniki obliczeń są również przy pomocy odpowiednich procedur zapisywane w formacie relacyjnych baz danych (zbiory typu *dbf - data base file*). Strukturę logiczną plików *dbf*, w których zapisywane są dane wejściowe i wyniki obliczeń modelowych przedstawiono w załączniku 3. Na rys. 5.8 zaznaczono także powiązanie z technologiczną bazą danych (BDZPE-2), która jest wykorzystywana jako pomocnicze źródło danych.

Dane wejściowe jak i wyniki obliczeń zapisane w odpowiednich strukturach logicznych są następnie przetwarzane przy pomocy opracowanych procedur analitycznych. Procedury te

składają się z zapytań do bazy danych zapisanych w języku SQL (Structured Query Language). Służą one do oceny spójności danych wejściowych, wyliczania różnych wskaźników, tworzenia bilansów i zestawień oraz przygotowania danych dla programów graficznych. Oprogramowanie modułu umożliwia stosunkowo łatwe tworzenie i dołączanie nowych zapytań, dzięki czemu zestaw zapytań w trakcie prac modelowych stale się wzbogaca. Oto kilka przykładów działania dotychczas opracowanych procedur:

- selekcja wyników opisujących wielkości przepływów nośników energii - dla wybranych nośników energii;
- przekształcenie danych z zakładowej bazy danych (BDZPE-2) do postaci wymaganej przez model EFOM-PL dla grupy określonych technologii,
- określanie średnich wartości parametrów dla wybranej grupy technologii modelowych;
- analiza danych opisujących przepływy energii w systemie (plik *En_flow.inc*), pozwalająca określić brakujące i nadmiarowe przepływy zdefiniowane w tym pliku;
- analiza ograniczeń na podstawie danych wejściowych i wyników obliczeń, pozwalająca określić aktywne i nieaktywne ograniczenia zadania obliczeniowego;
- zestawienie różnic wyników dla dwóch wariantów obliczeniowych (w odniesieniu do mocy i produkcji technologii oraz wartości przepływów nośników energii);
- przekształcenie wyników opisujących przepływy do postaci akceptowanej przez program Time Line 5.1¹ (pozwala to na graficzną prezentację konfiguracji i wartości przepływów wybranych nośników energii przy pomocy tego programu);
- zastawienie bilansu produkcji i zużycia energii elektrycznej z uwzględnieniem zużycia własnego, efektów przedsięwzięć oszczędzania, strat sieciowych na różnych napięciach oraz zużycia energii w podsektorach energetycznych i w sektorach popytowych.

Powyższe przykłady prezentują tylko niektóre zastosowania opracowanego modułu analitycznego. Ze względu na łatwość selekcji, filtrowania i wyszukiwania dane zapisane w plikach *dbf* służą też do bieżącej analizy danych wejściowych i wyników obliczeń przy pomocy pakietu *Foxpro 2.5*.

¹ jest to program firmy *Symantec* przeznaczony do wspomaganie planowania i realizacji projektów. Umożliwia m.in. generowanie sieci powiązań typu PERT. Jego wykorzystanie do graficznej prezentacji konfiguracji sieci i wartości przepływów nośników energii stanowi koncepcję autora, która została zastosowana m.in. do opracowania modułu graficznego systemu EFOMDBF-JST dla modelu EFOM-ENV (Fortran) (por. opis modelu EFOM w rozdz. 3.2).

5.8. Charakterystyki technologii modelowych

Ze względu na ograniczenia objętościowe pracy nie było możliwe wyczerpujące przedstawienie wszystkich założeń i danych technologicznych przyjętych do obliczeń modelowych. W tym podrozdziale prezentowane są więc jedynie wybrane zagadnienia dotyczące odwzorowania w modelu technologicznej warstwy krajowego systemu energetycznego.

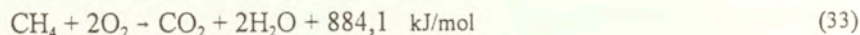
W pierwszym punkcie tego podrozdziału przedstawiono specyficzne trudności, związane z realizacją wymagań redukcji emisji CO₂. W drugim przedstawiono sposób wyliczania wskaźników emisji CO₂ oraz przyjęte do obliczeń modelowych wartości tych wskaźników.

Ze względu na istotę badanego problemu, w kolejnych punktach skoncentrowano się głównie na opisie uwzględnionych w modelu opcji technologicznych umożliwiających zmniejszenie emisji CO₂. Stanowią one istotne rozszerzenie w stosunku do wcześniejszych tego typu modeli krajowych. W szczególności dotyczy to włączenia do modelu technologii oszczędzania energii, szerszego uwzględnienia technologii modernizacyjnych oraz technologii wykorzystania zasobów energii odnawialnej.

W ostatnim punkcie, ze względu na włączenie do analiz zagadnień emisji SO₂ i NO_x, opisane zostały charakterystyki technologii odsiarczania i odazotowania uwzględnionych w obliczeniach modelowych.

5.8.1 Specyfika problemu redukcji emisji CO₂

Według najnowszej inwentaryzacji gazów szklarniowych (FEWE 1995) ponad 97 % krajowej emisji CO₂ pochodzi z procesów spalania paliw kopalnych dla celów energetycznych. Energia w tych procesach pochodzi głównie z egzotermicznych reakcji utleniania węgla i wodoru. Poniżej podano zapis reakcji spalania węgla i metanu wraz z ilością wydzielanej w nich energii (Janiczek 1992).



Dwutlenek węgla stanowi w tych reakcjach produkt końcowy spalania węgla. W rzeczywistości paliwa wykorzystywane do celów energetycznych zawierają różne domieszki, głównie siarkę, ale także substancje organiczne i nieorganiczne. W opracowaniu (Sżpunar 1992) wymienia się 15 pierwiastków i 14 organicznych substancji występujących w węglu w niewielkich ilościach. Część z tych substancji w trakcie spalania paliw wchodzi również w różnego rodzaju reakcje chemiczne, co powoduje, że spaliny odlotowe stanowią mieszaninę różnych gazów. Oprócz dwutlenku węgla i pary wodnej największe, niekorzystne dla środowiska znaczenie ma dwutlenek siarki pochodzący z utleniania siarki zawartej w paliwie oraz tlenki azotu, które powstają w wyniku utleniania azotu zawartego w paliwie i w powietrzu. Spaliny dodatkowo zanieczyszczone są pyłami lotnymi, które zawierają też różnego rodzaju szkodliwe dla zdrowia pierwiastki śladowe, jak arsen, magnez, selen, czy rtęć.

Dostępne obecnie technologie ochronne pozwalają w znacznym stopniu ograniczyć ilość dostających się do atmosfery zanieczyszczeń pyłowych, dwutlenku siarki i tlenków azotu. Duże zainteresowanie problemem zagrożenia klimatu i rolą CO_2 w tym procesie spowodowało opracowanie wielu koncepcji technik wychwytu i składowania tego gazu, co zapobiegałoby dostawaniu się go do atmosfery. W opracowaniu (Russ 1993) wymienia się kilkanaście technik usuwania dwutlenku węgla ze spalin i jego magazynowania. Jak dotąd jednak jedynie część z tych koncepcji została przetestowana w obiektach pilotowych, a koszty zmniejszenia emisji CO_2 w taki sposób są wciąż bardzo wysokie. Jest więc mało prawdopodobne, by technologie takie mogły zostać zastosowane w Polsce w badanym okresie. Z tego powodu nie zostały one uwzględnione w polskim modelu.

Przy braku tanich możliwości usuwania CO_2 ze spalin, ograniczenie ilości tego gazu dostającego się do atmosfery można osiągnąć jedynie przez zmniejszenie zużycia paliw zawierających pierwiastek węgiel. Realizacja tego celu nie jest łatwa i wymaga wszechstronnej analizy całości procesów energetycznych zarówno po stronie podażowej jak i popytowej. Najbardziej obiecujące kierunki działań, które mogą prowadzić do redukcji emisji CO_2 bez pogorszenia jakości zaspokojenia potrzeb energetycznych obejmują:

- zwiększenie efektywności wykorzystania energii u odbiorców końcowych,
- zwiększenie sprawności przetwarzania paliw, głównie przy produkcji energii elektrycznej i ciepła,

- zmianę struktury zużycia paliw kopalnych na korzyść paliw węglowodorowych,
- zwiększenie wykorzystania odnawialnych form energii,
- wykorzystanie energii jądrowej.

Przedsięwzięcia technologiczne należące do wymienionych powyżej kierunków działań zostały opisane w rozdz. 5.8.3 - 5.8.10.

5.8.2. Wskaźniki emisji CO₂

W modelu EFOM-PL wskaźniki emisji określają wielkość emisji przypadającą na jednostkę wsadu paliwowego lub na jednostkę wielkości przepływu nośników energii (por. równ. (22) i (23)). Wskaźniki emisji CO₂ zależą przede wszystkim od zawartości węgla w paliwie, a w pewnym stopniu także od rodzaju technologii jego spalania. Z wystarczającą dla badań w skali kraju dokładnością, wskaźnik emisji CO₂ można wyliczyć na podstawie następującej formuły:

$$EM_{CO_2} = \frac{kC (1 - U/100)}{HV} \quad (34)$$

Najważniejsze parametry powyższego równania to zawartość czystego węgla w paliwie C (w kg.), wartość opałowa paliwa HV (w GJ), stała stechiometryczna służąca do przeliczenia emisji węglowych na dwutlenek węgla (stosunek masy drobinowej CO₂ do masy atomowej C: $k = 44/12$) oraz parametr U określający nieutlenioną w czasie spalania część węgla (w procentach). Zgodnie z zaleceniami zawartymi w (OECD 1991), przyjętymi także w inwentaryzacji emisji gazów dla Polski (FEWE 1992), założono, że utlenianiu ulega 99 % węgla zawartego w spalonym paliwie.

Ze względu na słabą zależność od rodzaju technologii, wskaźniki emisji CO₂ określa się na ogół w odniesieniu do poszczególnych rodzajów paliw. Sposób szacowania zawartości węgla w różnych paliwach wraz z zalecanymi do tego celu wartościami został podany w (OECD 1991). Na ich podstawie w pracach (Cofała, Klimont 1991) i (FEWE 1992) opracowane zostały wskaźniki emisji dla Polski. Różnią się one nieco między sobą. Wartości przyjęte w niniejszej pracy podano w tabl. 5.5. W większości przypadków są one zgodne z wartościami przyjętymi w (Cofała, Klimont 1992). Niektóre wartości zweryfikowano na podstawie (FEWE 1992) i danych technologicznych zawartych w technologicznej bazie danych CO₂DB (Messner 1991).

Tablica 5.5. Wartości wskaźników emisji CO₂ przyjęte dla głównych paliw krajowych [kg CO₂/GJ]

Lp.	Rodzaj paliwa	Wskaźnik emisji CO ₂
1.	Węgiel kamienny	93,7
2.	Węgiel brunatny	112,0
3.	Koks	103,0
4.	Gaz ziemny	55,0
5.	Gaz koksowniczy	55,6
6.	Benzyna	72,2
7.	Olej napędowy	74,1
8.	Olej opałowy	78,8
9.	Gaz ciekły (propan - butan)	63,1
10.	Odpadowe paliwa gazowe	205,0
11.	Odpadowe paliwa stałe	65,0
12.	Biomasa	0,0

Odpadowe paliwa gazowe obejmują w większości gaz wielkopiecowy, zawierający głównie tlenek węgla, stąd wysoki wskaźnik emisji ze spalania tego paliwa. Zerowy wskaźnik emisji dla biomasy oznacza wartość emisji netto, która uwzględnia także absorpcję węgla z powietrza w czasie wzrostu roślin.

Paliwowe wskaźniki emisji stanowiły podstawę do określenia odpowiednich wskaźników dla procesów energetycznych uwzględnionych w modelu. Przypisane poszczególnym procesom wskaźniki emisji zostały wyliczone przy założeniu bilansowania się ilości węgla po stronie wsadów oraz uzysków, z uwzględnieniem emisji do atmosfery. Jedynie w przypadku rafinerii założono, że część węgla zostanie zatrzymana w produktach nieenergetycznych (głównie w asfaltach i benzynie do pirolizy) i nie zostanie wyemitowana do atmosfery.

5.8.3. Dostawy gazu ziemnego na rynek krajowy

Jednym z bardziej obiecujących kierunków działań na rzecz redukcji krajowej emisji CO₂ jest stosowanie technologii energetycznych wykorzystujących gaz ziemny zamiast technologii opartych na spalaniu paliw węglowych. Przy takich działaniach zmniejszenie emisji wynika z

prawie dwukrotnie niższych emisji CO₂ z jednostki energetycznej paliwa oraz z wyższych sprawności technologii gazowych. Techniczny potencjał tego typu przedsięwzięć limitowany jest wielkością możliwych dostaw gazu ziemnego na rynek krajowy. Efektywność ekonomiczna technologii gazowych oraz koszty zmniejszenia emisji CO₂ przez ich zastosowanie zależą natomiast głównie od cen gazu ziemnego w relacji do innych paliw.

Podstawowe źródła dostaw gazu ziemnego w Polsce stanowią kopalnie krajowe oraz import. W 1993 r. gaz ziemny wydobywany w kraju (wysokometanowy i zaazotowany łącznie) pokrył ok. 41 % krajowego zużycia, natomiast w 1995 r. już tylko ok. 35 %. Możliwości pozyskania gazu z krajowych kopalń są obecnie ograniczone. Prowadzone już od kilku lat intensywne poszukiwania nowych złóż gazu oraz próby pozyskania metanu ze złóż węglowych nie dały jak na razie spodziewanych efektów. Tak więc obecne szacunki przewidują, że możliwości wydobywcze kopalń krajowych do roku 2010 wzrosną jedynie nieznacznie - do poziomu ok. 5 mld m³ rocznie w przeliczeniu na gaz wysokometanowy (Tokarzewski i in. 1994).

W takiej sytuacji o możliwości zwiększenia zużycia gazu ziemnego w Polsce decydują dostawy zagraniczne, które obecnie w całości pochodzą z Rosji. Istniejąca infrastruktura gazociągowa pozwala na przesłanie ok. 7,5 mld m³ gazu rocznie. W wyniku modernizacji zdolności przesyłowe tego połączenia można zwiększyć do 10 mld m³ rocznie (IEA 1995). Obecnie budowany jest przez terytorium Polski nowy gazociąg tranzytowy, który połączy Półwysep Jamał z Europą Zachodnią. Połączenie to służyć ma także do przesyłu gazu ziemnego dla Polski. Według podpisanych już umów, Polska może uzyskać z tego połączenia do 14 mld m³/a już od 2010 r. Inne rozważane kierunki importu gazu ziemnego obejmują głównie dostawy z Morza Północnego (szelf brytyjski) lub z Norwegii. Jako realną alternatywę dla transportu rurociągowego rozważa się także budowę terminalu do odbioru i przechowywania gazu skroplonego (LNG) wraz z importem gazu drogą morską. W tabl. 5.6 przedstawiono potencjalne źródła dostaw gazu ziemnego dla naszego kraju oraz podano maksymalne możliwe do uzyskania z tych źródeł ilości gazu. Przedstawione tam wartości oszacowano na podstawie materiałów (Tokarzewski i in. 1994, 1995) oraz informacji uzyskanych w przedsiębiorstwie Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo (PGNiG).

Tablica 5.6. Maksymalne dostawy gazu ziemnego na rynek krajowy według kierunków dostaw [mld m³/a]

Źródło dostaw	2000	2005	2010	2015
Wydobycie krajowe	5,5	5,3	5,1	4,9
Import istniejącymi gazociągami,	7,5	7,5	7,5	7,5
Nowy gazociąg (JAMAL)	5,0	10,0	14,0	14,0
Import z M. Północnego (POLPIPE)	-	3,0	5,0	6,0
Import z Norwegii , tranzytem przez Europę Zachodnią	1	1,5	2,5	3,0
Gaz skroplony LNG	-	2,0	3,0	3,0
RAZEM	19,0	29,3	37,1	38,4

Ceny gazu importowego w obliczeniach modelowych zostały zróżnicowane w zależności od kierunku dostaw. Założono, że ceny gazu w dostawach dotychczasowych (realizowane na podstawie wcześniejszych umów surowcowych) będą zbliżone do średnich cen europejskich. Nowe dostawy z Rosji będą o 10 % droższe, natomiast gaz brytyjski, norweski, bądź skroplony kosztować będzie o 30 % drożej. Maksymalne ilości gazu ziemnego w poszczególnych kategoriach cenowych przedstawiono w tabl. 5.7.

Tablica 5.7. Maksymalne możliwości importu gazu ziemnego według kategorii cenowych [mld m³/a]

Kategoria cenowa	2000	2005	2010	2015
Gaz po średnich cenach europejskich - dostawy dotychczasowe	4,7	4,3	1,9	-
Gaz droższy - w nowych dostawach z Rosji	7,8	13,2	19,6	21,5
Gaz drogi - w nowych dostawach z W. Brytani, Norwegii lub Algierii	1,0	6,5	10,5	12,0
RAZEM	13,5	24,0	32,0	33,5

W obliczeniach modelowych cena gazu ziemnego dla odbiorców końcowych obejmuje cenę importową gazu ziemnego powiększoną o koszt przesyłu i dystrybucji. Koszty te zróżnicowano dla różnych grup odbiorów, przyjmując równowartość 30 \$/tys m³ w przypadku dostaw do

elektrowni zawodowych oraz 50 \$/tys m³ dla pozostałych dużych odbiorców, w tym ciepłowni. Drobnymi odbiorcami krajowymi muszą dodatkowo zapłacić 60 \$/tys m³ za dystrybucję gazu (łącznie za przesył i dystrybucję zapłacić więc muszą ok. 110 \$/tys m³). Koszty te utrzymano na stałym poziomie przez cały okres badania.

5.8.4. Modernizacje istniejących obiektów energetycznych

Znaczne ilości energii tracone są bezpowrotnie w przemianach energetycznych, przede wszystkim w produkcji energii elektrycznej i ciepła. Użytkowane obecnie urządzenia wytwórcze w elektroenergetyce i ciepłownictwie są w znacznym stopniu wyeksploatowane i charakteryzują się obniżonymi, względem wartości projektowych, wskaźnikami technicznymi. W wielu przypadkach regeneracja lub wymiana tych urządzeń umożliwia przedłużenie eksploatacji i poprawę parametrów technicznych całego układu produkcyjnego przy zaangażowaniu znacznie mniejszych środków finansowych, niż w przypadku budowy nowego obiektu. W obliczeniach modelowych uwzględnione zostały następujące technologie modernizacyjne:

- modernizacje elektrowni systemowych,
- przystosowanie niedokończonych elektrociepłowni i ciepłowni zawodowych do skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepła,
- modernizacje elektrociepłowni przemysłowych,
- modernizacje ciepłowni komunalnych,
- modernizacje sieci ciepłowniczych.

Modernizacje elektrowni systemowych

Zakres modernizacji oraz oczekiwane zmiany parametrów technicznych istniejących elektrowni systemowych przyjęto zgodnie z danymi, które zostały przygotowane dla Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE 1994) i wykorzystane do opracowania programu rozwoju podsystemu elektroenergetycznego w 1994 r. W obliczeniach modelem EFOM-PL wykorzystano charakterystyki opcji modernizacyjnych uznanych za najkorzystniejsze dla danej grupy obiektów. W wyniku realizacji tych modernizacji następuje wzrost sprawności elektrowni od 0,1 do 2,9 % oraz wzrost mocy zainstalowanej rzędu 15 %. W tabl. 5.8 przedstawiono wskaźniki obrazujące te zmiany dla wybranych grup obiektów.

Tablica 5.8. Zmiany sprawności i mocy wybranych technologii w wyniku ich modernizacji

Elektrownia (bloki energetyczne)	Sprawność energetyczna (brutto) [%]			Przyrost mocy w wyniku modernizacji [MW]
	Przed modernizacją	Po modernizacji	Wzrost sprawności	
Połaniec (1-8)	36,9	38,8	1,9	240
Dolna Odra (1-8), Rybnik (1-4)	36,1	38,1	2,0	360
Rybnik (5-9), Łaziska (9-12), Jaworzno III (1-6)	34,8	36,7	1,9	420
Bełchatów (1-12)	36,1	37,8	1,7	240
Pańków (1-6), Turów (8-10)	35	37,9	2,9	300

Nakłady inwestycyjne na modernizacje przyjęte zostały zgodnie z opracowaniem (PSE 1994), gdzie oszacowano je na 50 - 300 \$/kW, w zależności od zakresu modernizacji. Dla porównania warto podać, że wartości nakładów odtworzeniowych dla modernizowanych obiektów wynoszą 1000 - 1300 \$/kW.

Rozbudowa istniejących ciepłowni i elektrociepłowni

Możliwości zwiększenia skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepła w istniejących ciepłowniach i elektrociepłowniach zawodowych oszacowano na podst. opracowania (Czarkowski i in. 1994). Obok klasycznych, dużych bloków ciepłowniczych o mocach elektrycznych 30, 50 i 100 MW uwzględniono także w modelu małe układy do produkcji skojarzonej o mocy kilku MW, które mogą być dostawiane w ciepłowniach komunalnych. Możliwy zakres zwiększenia mocy elektrycznej układów skojarzonych w obiektach istniejących pokazano w tabl. 5.9.

Nakłady inwestycyjne dotyczące przedstawionych w tej tabelicy przedsięwzięć wynoszą od ok. 320 \$/kW_e przy wymianie turbiny do 1200 - 1300 \$/kW_e - przy budowie całego bloku. Dla porównania warto podać, że budowa nowej elektrociepłowni wymaga nakładów w wysokości ok. 2000 \$/kW_e. Dla małych układów do produkcji skojarzonej wartość nakładów inwestycyjnych przyjęto na podstawie ekspertyzy (Mańkowski i in. 1995) w wysokości ok. 970 \$/kW w odniesieniu do mocy elektrycznej. Omówione przedsięwzięcia zostały włączone do modelu optymalizacyjnego, gdzie konkurują z istniejącymi elektrowniami i ciepłowniami oraz elektrociepłowniami budowanymi od podstaw.

Tablica 5.9. Maksymalny możliwy przyrost mocy elektrycznych w układach do produkcji skojarzonej, w istniejących ciepłowniach i elektrociepłowniach [MW]

Rodzaj przedsięwzięcia	1995	2000	2005	2010	2015
Budowa bloku ciepłowniczego BCK w istniejących elektrociepłowniach	135	395	670	860	860
Dostawienie turbiny ciepłowniczej UCK w istniejących elektrociepłowniach	135	400	700	860	860
Budowa bloku gazowo - parowego w istniejących elektrociepłowniach	-	50	200	200	200
Budowa bloku ciepłowniczego w istniejących elektrociepłowniach	50	700	1115	1960	2710
Układy do produkcji skojarzonej w ciepłowniach komunalnych	-	-	70	230	350
RAZEM	320	1545	2755	4110	4980

Modernizacje elektrociepłowni przemysłowych

Charakterystyki technologii modelowych reprezentujących istniejące elektrociepłownie przemysłowe opracowane zostały na podst. ekspertyzy (Marecki i in. 1994), danych statystycznych oraz danych technologicznych zgromadzonych w technologicznej bazie danych BDZPE-2. Udział energetyki przemysłowej w krajowej produkcji energii elektrycznej od wielu lat systematycznie maleje. Jest to związane ze starzejącą się bazą wytwórczą i brakiem poważnych inwestycji na modernizację i budowę nowych obiektów. Efektem jest użytkowanie przestarzałych urządzeń wytwórczych, o czym świadczy fakt, iż ponad połowa kotłów energetycznych przekroczyła wiek 30 lat. Rozwój rynków lokalnych i przekształcenia własnościowe dokonujące się w obrębie energetyki przemysłowej stwarzają korzystne warunki do rekonstrukcji i odtworzenia majątku produkcyjnego w elektrociepłowniach przemysłowych. W obliczeniach modelowych założono możliwość stopniowej modernizacji większości obiektów energetyki przemysłowej. Przy oszacowaniu parametrów kosztowych założono, że rekonstrukcja elektrociepłowni wymagać będzie nakładów w wysokości ok. połowy nakładów niezbędnych na budowę obiektów nowych. Założono przy tym, że nakłady te ponoszone są stopniowo w okresie ok. 10 lat, co wpływa na obniżenie kosztów oprocentowania kredytów.

Dla określenia możliwości poprawy parametrów techniczno - ekonomicznych istniejących ciepłowni komunalnych i sieci przesyłowych wykorzystano ekspertyzę (Mańkowski i in. 1995). Opracowano w niej uśrednione parametry techniczne, ekonomiczne i środowiskowe technologii modelowych reprezentujących następujące grupy obiektów:

- ciepłownie miejskie istniejące, opalane miałem węglowym, "dużej" mocy (do 157 MW),
- ciepłownie miejskie istniejące, opalane miałem węglowym, "małej" mocy,
- ciepłownie miejskie węglowe, modernizowane wraz z zainstalowaniem automatyki regulacyjnej,
- kotły ciepłownicze na gaz ziemny, dostawiane w ciepłowniach istniejących,
- kotły szczytowe na olej opałowy, dostawiane w ciepłowniach istniejących,
- układy skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, dostawiane w ciepłowniach miejskich istniejących,
- duże miejskie sieci ciepłownicze,
- średnie i małe sieci ciepłownicze.

Technologie te, po weryfikacji i uspoźnieniu ich charakterystyk, zostały włączone do modelu EFOM-PL. Według autorów ekspertyzy modernizacje ciepłowni miejskich wraz z zainstalowaniem automatyki pozwalają na poprawę sprawności o ponad 8 % (od 66,5 % do ok. 75 % dla większych ciepłowni). Możliwe jest też zmniejszenie strat ciepła z ok. 10 % do ok. 8 % w dużych sieciach ciepłowniczych oraz od 7,5 % do ok. 6,7 % w sieciach mniejszych.

Nakłady inwestycyjne na pełną modernizację ciepłowni węglowych, obejmującą także zainstalowanie automatyki, oszacowane zostały na ok. 50 - 90 \$/kW mocy cieplnej. Do obliczeń modelowych włączono także technologie modernizacji ciepłowni węglowych pozwalające na zamianę paliw węglowych gazem ziemnym. Nakłady inwestycyjne na tego typu inwestycje oszacowane zostały na podst. opracowania (Kwestarz, Marzec 1996) na 70 - 100 \$/kW. Dla wariantów redukcji emisji CO₂ założono do roku 2010 możliwość konwersji 30 %, a do roku 2015 - połowy istniejących ciepłowni węglowych.

5.8.5. Nowoczesne technologie produkcji energii elektrycznej

Jednym z ważniejszych sposobów zmniejszania emisji CO₂ jest zwiększanie sprawności technologii wykorzystujących paliwa kopalne do produkcji energii elektrycznej i ciepła. Obok

modernizacji obiektów istniejących w obliczeniach modelowych uwzględnione zostały nowe technologie energetyczne o wysokich sprawnościach przetwarzania energii, które mogą być stosowane w miarę rosnącego zapotrzebowania na nowe moce wytwórcze. Przy opracowaniu charakterystyk modelowych tych technologii korzystano z różnych opracowań, np. (PSE 1994, IPCC 1993, Van Arkel 1993, Hille 1995), krajowych i zagranicznych baz danych (np. Messner 1991) oraz przygotowanej na zlecenie Zakładu ekspertyzy (Kulicki 1994). W tabl. 5.10 przedstawiono najważniejsze technologie reprezentujące nowo budowane elektrownie systemowe w modelu EFOM-PL.

Tablica 5.10. Przykładowe, nowe technologie produkcji energii elektrycznej uwzględnione w modelu

Nazwa technologii	Rodzaj paliwa	Sprawność (brutto) [%]	Nakłady inwestycyjne [\$kW]	Koszty stałe [\$kWrok]	Koszty zmienne ¹⁾ [\$MWh]
Elektrownie klasyczne z mokrym odsiarczaniem spalin	węgiel kam.	39,1	1200	8,0	0,8
	węgiel brun.	37,8	1250	9,4	1,4
Elektrownie szczytowe	gaz ziemny	30	400	4,1	1,0
Elektrownie parowo-gazowe	gaz ziemny	47,3	650	9,0	1,5
Elektrownie z atmosferycznymi kotłami fluidalnymi	węgiel kam.	38	1400	30	1,5
Elektrownie parowo-gazowe ze zgazowaniem węgla	węgiel kam.	47	1590	52	1,9
	węgiel brun.	44	1780	60	1,9
Elektrownie jądrowe	paliwo jądrowe	33	1800	36	2,0

¹⁾ koszty zmienne bez kosztów paliwowych

Przedstawione w tabl. 5.10 nakłady inwestycyjne dotyczą wartości nominalnych. W obliczeniach modelowych uwzględniono dodatkowo koszty zamrożenia kapitału w okresie budowy. Przyjęte dla poszczególnych technologii rozkłady nakładów inwestycyjnych na lata budowy przedstawiono w tabl. 5.11. Rok zerowy jest rokiem uruchomienia produkcji. Założono dla uproszczenia, że nakłady ponoszone są każdorazowo na koniec roku. Wskaźnik zamrożenia

pokazuje zmianę wartości nakładów nominalnych, po ich zdyskontowaniu na początek roku uruchomienia produkcji.

Tablica 5.11. Rozkład nakładów inwestycyjnych i wskaźniki zamrożenia kapitału w okresie budowy dla nowych elektrowni modelowych

Nazwa technologii	Rozkład nakładów inwestycyjnych w latach budowy [%]									Wskaźnik zamrożenia
	-6	-5	-4	-3	-2	-1	0 ¹⁾	1	2	
Elektrownie węglowe			3,8	15,2	34,3	35,2	11,5			1,083
Elektrociepłownie węglowe			5,0	15,0	35,0	35,0	10			1,090
Elektrownie szczytowe na gaz ziemny						32,3	67,7			0,927
Elektrownie gazowo - parowe na gaz ziemny					11,2	59,5	29,3			0,982
Elektrownie jądrowe	3	8	17	23	22	17	7	2	1	1,210

¹⁾ rok zerowy - rok uruchomienia produkcji

W obliczeniach optymalizacyjnych uwzględniono również technologie reprezentujące nowe elektrociepłownie miejskie i przemysłowe oraz ciepłownie komunalne i przemysłowe. Technologie te wykorzystują różne paliwa: węgiel kamienny, gaz ziemny, olej opałowy, a także odpadowe paliwa stałe i gazowe w obiektach energetyki przemysłowej. Ponieważ w badanym okresie nie odgrywają one najważniejszej roli w rozwoju systemu (w pierwszej kolejności wykorzystywane będą możliwości modernizacji obiektów istniejących) nie będą one tutaj dokładniej omawiane.

5.8.6. Przesył energii elektrycznej

Straty przesyłu energii elektrycznej wynosiły w 1993 r. ok. 14 % energii wprowadzonej do sieci elektroenergetyki zawodowej. Ponieważ straty te dotyczą energii w wysokim stopniu przetworzonej, przyczyniają się one istotnie do zwiększenia wielkości emisji CO₂. Ograniczenie strat sieciowych daje więc możliwość znaczącego zmniejszenia tych emisji. Przyjęte do obliczeń modelowych założenia dotyczące możliwości zmniejszenia strat sieciowych są dosyć

optymistyczne. Zgodnie z zamierzeniami PSE przyjęto możliwość zmniejszenia sumarycznych strat sieciowych z 14 % obecnie do 10 % już od roku 2005. Wskaźniki określające wielkość strat na poszczególnych napięciach opracowano na podstawie danych statystycznych (GUS 1994c) oraz opracowania (Soliński i in. 1994). Przyjęte do obliczeń wartości przedstawiono w tabl. 5.12. Zamieszczone tam wskaźniki kosztowe uwzględniają nakłady inwestycyjne planowane na modernizację istniejących linii energetycznych i ich rozbudowę.

Tablica 5.12. Przyjęte do obliczeń jednostkowe wskaźniki strat i kosztów przesyłu wg napięć

Pozycja	Jedn.	1993	1995	2000	2005	2010	2015
Straty w liniach wysokiego napięcia	%	4,6	5,0	4,2	4,0	4,0	4,0
Straty w liniach średniego napięcia	%	8,0	8,0	6,5	5,0	5,0	5,0
Straty w liniach niskiego napięcia	%	12,4	9,0	7,5	6,5	7,0	7,0
Koszty przesyłu liniami wysokiego napięcia	zł/kWh	27,1	34	63,8	57,1	52	52
Koszty rozdziału na średnich napięciach	zł/kWh	44,9	44	68,3	67,2	65	65
Koszty rozdziału na niskich napięciach	zł/kWh	200,3	197	307,7	302,6	293	239

5.8.7. Technologie wykorzystujące odnawialne zasoby energii

Polska nie posiada zbyt korzystnych warunków do eksploatacji odnawialnych zasobów energii. Intensywność występujących na jej terenie źródeł energii słonecznej, wiatrowej, wodnej, czy geotermalnej jest na ogół niezbyt duża, co decyduje o stosunkowo wysokich kosztach energii pozyskiwanej z tych źródeł. Dla potrzeb modelu EFOM-PL opracowane zostały charakterystyki techniczno - ekonomiczne typowych technologii wykorzystujących energię ze źródeł odnawialnych. Do tego celu wykorzystano szereg opracowań i publikacji krajowych (Tymiński i in. 1994; Kowalik 1991,1994; Jankowski i in. 1993; Krzyżanowski 1991; Sala 1991) oraz zagranicznych (Gipe 1991; Kaltschmitt i in. 1993) W tablicy 5.13 przedstawiono przyjęte w obliczeniach maksymalne ilości energii, możliwe do pozyskania w okresie najbliższych 20 lat w Polsce.

Tablica 5.13. Przyjęte maksymalne potencjały pozyskania energii ze źródeł odnawialnych

Rodzaj technologii	Prod. energia	Jedn.	2000	2005	2010	2015
Duże elektrownie wodne (Kaskada Dolnej Wisły)	en. elektr.	GWh	-	2400	5100	5100
Małe elektrownie wodne	en. elektr.	GWh	100	250	750	1000
Elektrownie wiatrowe	en. elektr.	GWh	18	70	175	350
Ciepłownie na odpady drzewne	ciepło	PJ	2	4	8	10
Ciepłownie spalające słomę	ciepło	PJ	1	3	10	15
Bezpośrednie zużycie biomasy w gosp. domowych	ciepło	PJ	46,1	57,8	69,4	79,4
Kolektory słoneczne wodne	ciepło	PJ	0,1	0,3	0,7	1,0
Kolektory słon. powietrzne	ciepło	PJ	1,2	1,7	2,2	2,7
Spalarnie śmieci	ciepło	PJ	1	2	5	10

Przedstawione wartości nie wyczerpują wszystkich możliwości wykorzystania energii odnawialnych, nie wyczerpują też pełnego potencjału technicznego wymienionych technologii. Biorąc jednak pod uwagę dotychczasowy rozwój tych technologii w Polsce i w krajach o podobnym klimacie, wydaje się, że przyjęte wartości są dość optymistyczne. Poniżej dokonano krótkiego omówienia poszczególnych technologii i najważniejszych przyjętych dla nich założeń.

Duże elektrownie wodne

Uwzględniono możliwość budowy 7 elektrowni na stopniach wodnych tzw. Kaskady Dolnej Wisły o całkowitej mocy zainstalowanej 1178 MW. Wartość wskaźnika dostępności mocy przyjęto w wysokości 4000 godzin rocznie. Według danych za 1993 r. elektrownie wodne zawodowe dysponowały mocą zainstalowaną ok. 700 MW i wyprodukowały w tym czasie 1446 GWh energii elektrycznej.

Małe elektrownie wodne

Przyjęto za opracowaniem (Krzyżanowski 1991) maksymalny potencjał 200 MW mocy zainstalowanej i 1000 GWh produkcji energii elektrycznej, przy wykorzystaniu wszystkich zaewidencjonowanych zbiorników wodnych. Dla porównania warto podać, że produkcja energii

elektrycznej sprzedanej zakładom energetycznym przez małe prywatne elektrownie wodne wyniosła w 1993 r. ok. 40 GWh.

Elektrownie wiatrowe

Przyjęto możliwość wybudowania do roku 2015 elektrowni wiatrowych o łącznej mocy do ok. 200 MW i produkcji ok. 350 GWh. Dla porównania, produkcja energii elektrycznej w krajach najbardziej zaawansowanych w wykorzystaniu energii wiatrowej wynosiła: w Kalifornii ok. 2500 GWh, w Danii ok. 500 GWh, w Holandii 50 GWh, na Hawajach 35 GWh, a w pozostałych krajach łącznie 120 GWh (Gipe 1991). W Polsce od paru lat pracują dwie nowoczesne elektrownie wiatrowe o łącznej mocy ok. 200 kW i produkcji ok. 0,4 GWh w 1992 r. Osiągnięcie założonej produkcji wymagałoby budowy ok. tysiąca takich siłowni.

Wykorzystanie biomasy do celów energetycznych

Oszacowania przeprowadzane przez różnych autorów (Tymiński 1994, Kowalik 1994) pokazują, że z uwzględnieniem drewna odpadowego, możliwe wykorzystanie biomasy do celów energetycznych w Polsce wynosi ok. 110 - 120 PJ rocznie. W obliczeniach przyjęto możliwość niemal pełnego wykorzystania tego potencjału energetycznego pod koniec badanego okresu, co wynika z założenia o stopniowym rozpowszechnianiu technologii wykorzystania biomasy w Polsce. Przyjęto też, że większa część dostępnej biomasy (drewno, torf, w niewielkich ilościach także słoma) wykorzystana będzie w gospodarstwach domowych do ogrzewania pomieszczeń i gotowania posiłków, a pozostała część może zostać spalona w ciepłowniach lokalnych.

Wykorzystanie energii słonecznej

Przy oszacowaniu możliwości rozwoju wodnych kolektorów słonecznych przyjęto tempo instalowania kolektorów zbliżone do obserwowanego w Niemczech w latach 1975-1990, czyli 15-40 tys m² rocznie (Kaltschmitt i in. 1993). Dla osiągnięcia założonego maksymalnego potencjału należałoby do roku 2015 zainstalować ok. 770 tys m² kolektorów.

Spalanie śmieci

Według opracowania (Kowalik 1994) maksymalny potencjał energetyczny odpadów wynosi 120 PJ. Założono możliwość wykorzystania od roku 2010 ok. 10 % tego potencjału, co jest zbliżone do obecnego poziomu wykorzystania odpadów np. w Danii.

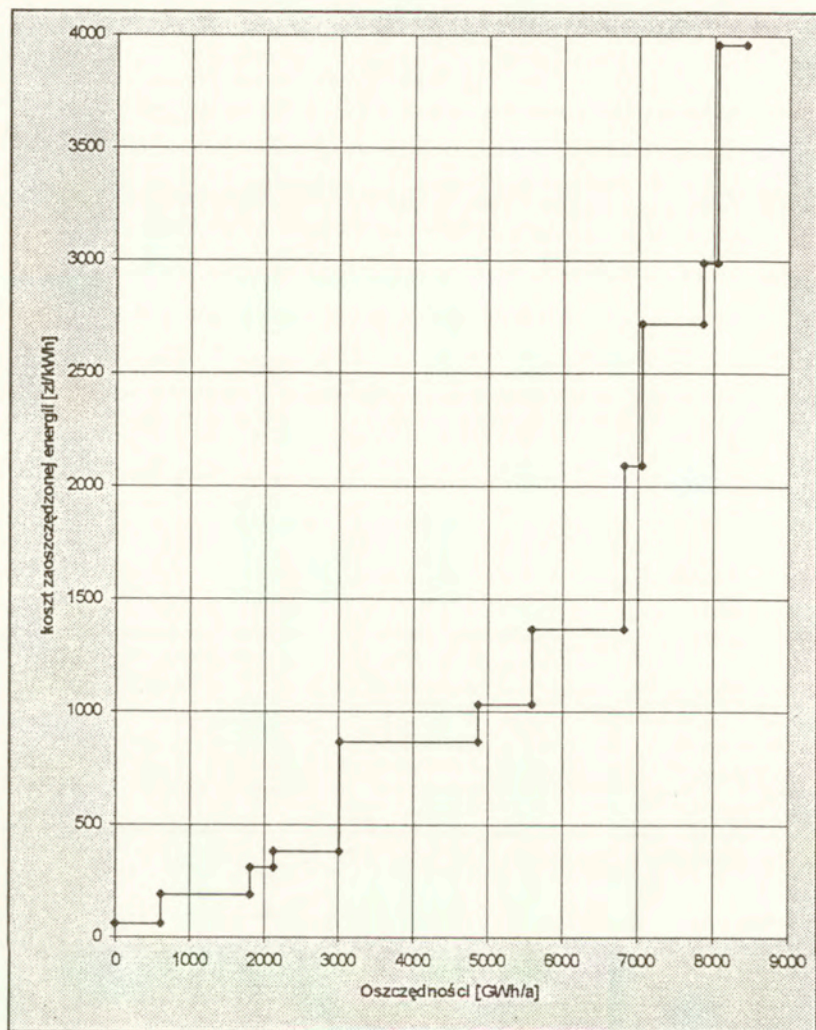
5.8.8. Przedsięwzięcia oszczędzania energii elektrycznej

W obliczeniach modelowych uwzględniono ponad 50 technologii oszczędzania energii elektrycznej, których charakterystyki, w tym koszty i potencjały, zostały opracowane w ramach pracy (Chyrczakowski i in. 1995). Technologie te o łącznym potencjale energetycznym ok. 20 TWh/a w 2010 r. reprezentują przedsięwzięcia poprawy efektywności wykorzystania energii w przemyśle, gospodarstwach domowych, sektorze usługowym, górnictwie, elektroenergetyce i transporcie. W tabelicy 5.14 przedstawiono minimalne (zeterminowane) oraz maksymalne sumaryczne potencjały oszczędności energii elektrycznej w poszczególnych sektorach. Realizacja wyróżnionych przedsięwzięć w zakresie określonym jako zeterminowany nie jest zależna od jakichkolwiek zachęt inwestycyjnych. Ten zakres oszczędzania został uwzględniony na etapie konstruowania założeń scenariuszy i opracowania prognozy popytu na energię finalną.

Tablica 5.14. Łączne potencjały uwzględnionych przedsięwzięć oszczędzania energii elektrycznej [TWh]

Sektor	Zdeterminowane oszczędności energii		Maksymalne oszczędności energii	
	2000	2010	2000	2010
Elektroenergetyka	0,70	1,58	2,39	3,54
Górnictwo węgla kam.	0,41	1,22	1,41	2,27
Przemysł nieenergetyczny	2,11	4,83	5,31	8,42
Transport	0,02	0,11	0,08	0,31
Gospodarstwa domowe	0,48	0,83	0,78	1,83
Sektor handlu i usług	0,52	1,27	2,25	4,29
RAZEM	4,24	9,84	12,22	20,66

Wykorzystanie dalszych możliwości oszczędzania uzależniono w obliczeniach od ich konkurencyjności względem opcji podaźowych. W tym celu wprowadzono do modelu ok. 30 zagregowanych technologii oszczędzania energii elektrycznej. Na rys. 5.9 pokazano krzywą kosztów i potencjałów oszczędzania energii elektrycznej w przemyśle w roku 2010. Stopnie wykresu określają potencjały oszczędzania (szerokość stopnia) oraz maksymalny koszt oszczędzania (odczytany na osi pionowej w zł/kWh) dla różnych rodzajów przedsięwzięć.



Rys. 5.9. Uporządkowana krzywa kosztów i potencjałów przedsięwzięć oszczędzania energii elektrycznej w przemyśle nieenergetycznym w 2010 r.

5.8.9. Termoizolacja budynków jednorodzinnych

Przyjęte prognozy popytu na energię finalną i użyteczną uwzględniają oczekiwane efekty termoizolacji budynków w przyszłości. Zakres oczekiwanych ociepleń przyjęto zgodnie z oceną zawartą w ekspertyzie (Grochowski 1994). Przewiduje ona do roku 2010 ocieplenie ok. 90 %

budynków wielorodzinnych i ok. 20 % budynków jednorodzinnych, głównie w miastach. Do obliczeń optymalizacyjnych włączono dodatkowo opcje reprezentujące możliwe przedsięwzięcia ocieplania dodatkowych ok. 30 % budynków jednorodzinnych w miastach i 20% na wsi. Parametry techniczno - kosztowe tych przedsięwzięć opracowane zostały przy pomocy modelu budynku BED-OPT (Chyrczakowski 1995a). Koszty i potencjały energetyczne termorenowacji budynków jednorodzinnych uwzględnionych w modelu EFOM-PL zamieszczono w tabl. 5.15.

Tablica 5.15. Koszty i potencjały przedsięwzięć termorenowacji w budynkach jednorodzinnych

Nazwa technologii	Koszt zaoszczędzonej energii [tys zł/GJ]	Potencjał oszczędności energii w 2010 r. [PJ]
Ocieplenie ścian, styropian 5 cm, tynk	82	11,0
Ocieplenie ścian, styropian 10 cm, tynk	80	13,6
Ocieplenie stropodachu, styropian 5 cm, tynk	133	1,6
Ocieplenie stropodachu, styropian 10 cm, tynk	131	2,3
Ocieplenie stropu nad piwnicą, styropian 5cm	63	1,9
Ocieplenie stropu nad piwnicą, styropian 10cm	77	2,2
Wymiana okien dwuszybowych na trzyszybowe	648	1,4
Montaż zaworów termostatycznych	133	1,4

5.8.10. Technologie użytkowania energii

Model EFOM-PL oprócz technologii pozyskania, przetwarzania i transportu nośników energii obejmuje także niektóre technologie końcowego użytkowania nośników energii. W obecnej wersji modelu są to:

- technologie przewozu pasażerów i towarów,
- technologie produkcji wyrobów gorącocalcowanych,
- technologie ogrzewania budynków jednorodzinnych.

Technologie transportowe

Charakterystyki technologii transportowych zostały opracowane na podstawie dwóch szczegółowych ekspertyz (Menes 1995; Rusińska 1995). Dane w nich zgromadzone posłużyły do opracowania technologii transportowych dla modelu EFOM-PL (Gryza 1995). Obejmują one technologie przewozu towarów i pasażerów, łącznie ponad 20 zagregowanych technologii o uśrednionych parametrach. Uzyskiem tych technologii jest praca przewozowa wyrażona w pasażero-kilometrach lub tono-kilometrach.

Technologie produkcji wyrobów gorącowałcowanych

Analiza wskaźników techniczno - ekologicznych i ekonomicznych technologii produkcji żelaza i stali była przedmiotem analizy dwóch szczegółowych opracowań (Ziębik i in. 1994; Lipowczan i in. 1994). Na ich podstawie opracowane zostały charakterystyki zagregowanych technologii dla modelu EFOM-PL (Gryza 1995). Technologie te reprezentują alternatywne, możliwe do wykorzystania w polskim hutnictwie, ciągi produkcji wyrobów gorącowałcowanych. Przykładowy pełny ciąg technologiczny obejmują produkcję spieku, surówki, stali oraz proces walcowania na gorąco. W modelu wyróżniono siedem istotnie różniących się tego rodzaju makrotechnologii. Różnią się one przede wszystkim zakresem modernizacji technologii wykorzystywanych obecnie, a co za tym idzie - także charakterystykami kosztowymi, energetycznymi i środowiskowymi. Ze względu na trudności w uzyskaniu danych (szczególnie danych kosztowych) o innych energochłonnych procesach produkcyjnych, takich jak produkcja cementu, czy nawozów azotowych, nie zostały one włączone do modelu EFOM-PL.

Technologie ogrzewania pomieszczeń w budynkach jednorodzinnych

Popyt na ciepło ogrzewania pomieszczeń w budynkach jednorodzinnych w modelu EFOM-PL zadawany jest w wartościach energii użytecznej. Do zaspokojenia tego popytu służą technologie grzewcze, wykorzystujące różne nośniki energii: węgiel, koks, gaz ziemny, drewno, olej opałowy, energię elektryczną i ciepło z sieci miejskich. W budynkach istniejących dopuszczono w pewnym zakresie możliwość substytucji paliw, przede zastępowanie paliw stałych gazem ziemnym, co jest możliwe dzięki prowadzonej obecnie intensywnej gazyfikacji (co roku dostęp do gazu sieciowego uzyskuje ok. 200 tys nowych odbiorców indywidualnych). W budynkach nowych dopuszczono konkurencję różnych technologii, z uwzględnieniem jednak ograniczeń wynikających m.in. z ograniczonego dostępu do sieciowych nośników energii.

5.8.11. Technologie redukcji emisji SO_2 i NO_x

W obliczeniach modelowych uwzględniono różne możliwości zmniejszenia emisji gazowych zanieczyszczeń atmosfery (zob. rozdz. 6.2.3). Poniżej wymieniono jedynie te przedsięwzięcia redukcji emisji dwutlenku siarki i tlenków azotu, które uwzględniono w modelu EFOM-PL.

Przedsięwzięcia redukcji emisji SO_2

- odsiarczanie spalin w elektrowniach zawodowych, ciepłowniach i elektrociepłowniach:
 - metody suche,
 - metody półsuche,
 - mokre odsiarczanie spalin,
- wykorzystanie węgla kamiennego o lepszych parametrach jakościowych w elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach (co wymaga wzbogacania lub odsiarczania węgla),
- zamiana paliw węglowych na gaz ziemny w ciepłowniach komunalnych i przemysłowych,
- wprowadzanie "czystych" technologii energetycznych w nowych obiektach:
 - elektrowni gazowo-parowych na gaz ziemny,
 - elektrowni gazowo - parowych ze zgazowaniem węgla,
 - elektrowni z kotłami fluidalnymi;

Przedsięwzięcia redukcji emisji NO_x

- palniki niskoemisyjne,
- inne pierwotne przedsięwzięcia redukcji (recyrkulacja spalin, tzw. powietrze górne, ograniczenie nadmiaru powietrza w strefie spalania),
- nowe technologie o niższych emisjach (np. kotły fluidalne).

W obecnej wersji modelu uwzględniono trzy wymienione rodzaje instalacji odsiarczania. Spośród przedsięwzięć redukcji NO_x , w postaci odrębnych technologii modelowych wyróżniono jedynie palniki niskoemisyjne, przeznaczone do zainstalowania w istniejących elektrowniach węglowych. Przedsięwzięcia pierwotne redukcji emisji NO_x uwzględniono także w parametrach technologii modernizacyjnych i nowych. Z powodu wysokich kosztów, nie włączono do modelu technologii katalitycznej redukcji tlenków azotu (SCR). Z powodu zróżnicowania parametrów technologii ochronnych (kosztów i wskaźników redukcji emisji) w zależności od rodzaju obiektu, wyróżniono w modelu łącznie ok. 100 modelowych technologii ochronnych.

Charakterystyki technologii ochronnych dla sektora energetycznego opracowano w oparciu o dane zawarte w opracowaniu (Modelpol 1994). Są one zgodne z danymi wykorzystanymi do opracowania *Programu redukcji emisji SO₂ w energetyce zawodowej* (PSE 1995), który został zaakceptowany na szczeblu ministerialnym do realizacji. Charakterystyki instalacji ochronnych dla pozostałych obiektów energetycznych opracowano przy pomocy formuł, które uzależniają jednostkowe nakłady inwestycyjne od mocy instalacji, a koszty zmienne od kosztów sorbentu, robocizny, energii elektrycznej i kosztów składowania odpadów. Formuły te, opracowane i wykorzystywane dla modelu RAINS (Amann, Cofała 1995), zostały na podstawie danych o kosztach instalacji krajowych dostosowane w ramach niniejszej pracy do polskich warunków.

Tablica 5.16 Najważniejsze parametry wybranych technologii odsiarczania

Rodzaj instalacji odsiarczania	Moc kotła [MW]	Nakłady inwestycyjne [\$/kW]	Koszty zmienne [\$/GJ ^{*)}	Wskaźnik dostępności mocy [h/h(rok)]	Redukcja emisji [%]
Elektrownie zawodowe na węgiel brunatny					
Suche odsiarczanie	880	4,8	0,22	0,73	35
Mokre odsiarczanie	880	65,8	0,39	0,73	95
Elektrownie zawodowe na węgiel kamienny					
Suche odsiarczanie	470	5,8	0,22	0,71	35
Półsuche odsiarczanie	470	39,6	0,14	0,71	75
Mokre odsiarczanie	470	63,4	0,39	0,71	95
Elektrociepłownie przemysłowe na węgiel kamienny					
Suche odsiarczanie	30	11,0	0,96	0,35	35
	100	10,2	0,96	0,35	35
Półsuche odsiarczanie	30	73,2	0,10	0,35	75
	100	67,8	0,10	0,35	75
Elektrociepłownie przemysłowe na olej opałowy					
Mokre odsiarczanie	175	80,2	0,19	0,42	95
Ciepłownie komunalne na węgiel kamienny					
Suche odsiarczanie	30	10,9	0,11	0,22	35
	130	10,1	0,11	0,22	35
	210	10,0	0,11	0,22	35

^{*)} koszty wyrażone na GJ energii wyprodukowanej (dla elektrociepłowni - łącznie ciepło i energia elektryczna)

W tabl. 5.16 podano najważniejsze parametry wybranych technologii odsiarczania. Tak opracowane dane stanowiły podstawę dla opracowania charakterystyk technologii modelowych. Podane w tablicy wartości mocy kotłów dotyczą typowych obiektów danej technologii energetycznej i były wykorzystywane do oszacowania nakładów inwestycyjnych na instalacje ochronne dla tych technologii.

Przyjęte do obliczeń nakłady inwestycyjne technologii ochronnych, przeznaczonych dla ciepłowni i elektrociepłowni, wyznaczono dla średnich mocy kotłów energetycznych tych obiektów. Wskaźniki redukcji emisji wyrażone w gramach na GJ wsadu zostały wyliczone na podstawie parametrów jakościowych paliw. Koszty zmienne technologii ochronnych zróżnicowano w funkcji wielkości zależnych od rodzaju technologii energetycznej (np. kosztu energii elektrycznej oraz kosztów transportu i składowania odpadów).

Model umożliwia także analizę przedsięwzięć substytucji nośników energii, obejmujących m.in. zastąpienie węgla gorszej jakości węglem o niższym zasiarczeniu. Zagadnienie to zostało odwzorowane przez wprowadzenie, w ramach jednej technologii modelowej, alternatywnych procesów energetycznych zróżnicowanych ze względu na jakość spalanego paliwa. Dobór optymalnej struktury technologicznej i paliwowej dokonywany jest w trakcie obliczeń optymalizacyjnych i zależy m.in. od wymagań środowiskowych wprowadzonych do modelu.

6. Opracowanie strategii redukcji emisji CO₂ z krajowego systemu energetycznego

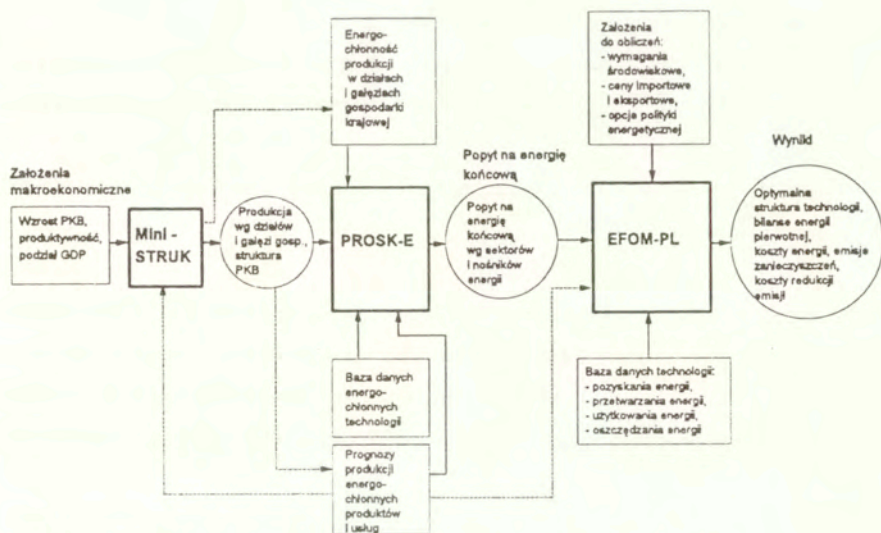
Niniejszy rozdział przedstawia wykorzystanie modelu EFOM-PL do opracowania optymalnych strategii redukcji emisji CO₂ z procesów energetycznych w Polsce. Do realizacji tego zadania zastosowana została metoda scenariuszowa. Przyjęta procedura obliczeniowa wykorzystuje koncepcję badawczą polegającą na zastosowaniu zestawu powiązanych ze sobą modeli komputerowych (Cofała i in. 1989a). W obliczeniach dla potrzeb tej pracy wykorzystano nowy model optymalizacyjny powiązany z dwoma modelami, które wchodzi w skład użytkowanego w ZPE IPPT PAN zestawu modeli SPSEK-E. Skonfigurowanie tych trzech modeli zostało przedstawione w rozdz. 6.1. Następny podrozdział zawiera najważniejsze założenia przyjęte do obliczeń. Kolejny prezentuje układ i oznaczenia wszystkich badanych scenariuszy i wariantów obliczeniowych. Najważniejsze wyniki obliczeń wraz z ich interpretacją zamieszczone zostały w rozdz. 6.4.

6.1. Zastosowany układ obliczeniowy

Do badań wykorzystano układ obliczeniowy składający się z trzech modeli matematycznych skonfigurowanych w taki sposób, by wyniki jednego stanowić mogły dane wejściowe do kolejnego modelu. Uproszczony schemat obliczeń tym zestawem przedstawiony został na rys. 6.1.

W obecnej pracy **scenariusz** oznacza niesprzeczny i pełny zbiór prognoz dotyczących potrzeb energetycznych kraju wraz zestawem wymagań i ograniczeń wpływających na możliwości rozwoju systemu energetycznego. Pełny cykl obliczeniowy składa się z trzech podstawowych, omówionych poniżej etapów.

Pierwszy etap obliczeń ma na celu opracowanie scenariusza makroekonomicznego rozwoju gospodarki krajowej. Na tym etapie używany jest model MINI-STRUK, który zapewnia zachowanie spójności założeń makroekonomicznych i demograficznych. Główne dane wejściowe stanowią: tempo wzrostu produktu krajowego, przyrost liczby mieszkańców oraz założenia dotyczące zmian produktywności majątku trwałego. W wyniku symulacji tworzenia i podziału produktu krajowego uzyskuje się wielkości produkcji poszczególnych sektorów i gałęzi przemysłu



Rys. 6.1. Uproszczony schemat obliczeń zastosowanej konfiguracji modeli

dla 20 - 25 lat w przyszłości. Wyniki modelu MINI-STRUK tworzą makroekonomiczne ramy dla pozostałych, zorientowanych bardziej technologicznie prognoz.

W drugim etapie model symulacyjny PROSK-E wykorzystuje zarówno wielkości makroekonomiczne (np. wartość dodaną przemysłu maszynowego, liczbę mieszkańców na wsi) jak i szczegółowe prognozy dotyczące produkcji energochłonnych wytworów lub usług (np. produkcji miedzi, nawozów azotowych, ogrzewanej kubatury mieszkań itp.) do obliczenia zapotrzebowania na energię końcową i/lub użyteczną w podziale na sektory i nośniki energii. Model ten również oblicza emisje zanieczyszczeń powietrza ze sfery końcowego użytkowania nośników energii (emisja ta może być również wyliczona w modelu EFOM-PL). Wyniki modelu PROSK-E przekazywane są następnie na wejście modelu optymalizacyjnego.

Nowy układ obliczeniowy stwarza następujące wymagania odnośnie przygotowania danych popytowych dla modelu optymalizacyjnego:

- dla części strony popytowej odwzorowanej w modelu EFOM-PL wymaga się określenia popytu na energię użyteczną, a nie finalną. W obecnej wersji modelu wielkości te określają:
 - produkcję wyrobów gorącocalcowanych,
 - energię użyteczną niezbędną do ogrzania budynków jednorodzinnych,

- pracę przewozową (pasażerską i towarową),

- dla części sfery końcowego użytkownika, która nie została odwzorowana w modelu systemu energetycznego, wyliczany jest popyt na energię finalną w podziale na poszczególne nośniki energii,
- agregacja sektorowa, w jakiej wyliczane są wielkości popytu musi być dostosowana do do agregacji modelu EFOM-PL.

W trzecim etapie, po wprowadzeniu danych popytowych do modelu EFOM-PL, wyliczane jest rozwiązanie, które określa strategię rozwoju systemu energetycznego o najniższych kosztach. Rozwiązanie to zapewnia zaspokojenie przewidywanego popytu na nośniki energii i/lub energię użyteczną, przy równoczesnym spełnieniu zadanych wymagań, m.in. odnośnie dopuszczalnych emisji zanieczyszczeń.

6.2. Główne założenia obliczeniowe

Całość obliczeń optymalizacyjnych wykonano w jednostkach pieniężnych - złoty polski o średniej sile nabywczej z 1993 r. (jedynie produkt krajowy brutto podany został w złotych o sile nabywczej z 1990 r.). Przy przeliczaniu na dolary USA stosowano przelicznik 18145 zł za jednego dolara. Obliczenia przeprowadzono przy wartości stopy dyskontowej równej 12 %. Cały okres obliczeniowy został podzielony na następujące podokresy: 1993, 1994-1995, 1996-2000, 2001-2005, 2006-2010, 2011-2015. Wyniki obliczeń określają wielkości zmiennych dla lat krańcowych tych podokresów: 1995, 2000, 2005, 2010, 2015. Jedynie przyrosty mocy dotyczą całych podokresów.

Prezentowane w niniejszej pracy wyniki obliczeń odnoszą się do dwóch zasadniczo różnych scenariuszy makroekonomicznego rozwoju kraju: *DOLNEGO* i *GÓRNEGO*. Ten ostatni uważany jest obecnie za najbardziej prawdopodobny. W pracy zaprezentowano również wyniki wcześniej wykonanych prac dla tzw. scenariusza *BAZOWEGO*. Założenia makroekonomiczne i wielkości zapotrzebowania na energię dla scenariusza *Bazowego* są zbliżone do odpowiednich wartości scenariusza *Górnego*. Dlatego wyniki obydwu tych scenariuszy mogą być porównywane ze sobą.

We wszystkich obliczeniach przyjęto jednolitą prognozę cen paliw i energii w polskim handlu zagranicznym oraz wykorzystano jednakowy zestaw technologii modelowych. Dla uproszczenia, w ramach każdego scenariusza makroekonomicznego rozwoju kraju opracowano

jeden wariant rozwoju transportu, który w obliczeniach był traktowany jako zdeterminowany i nie podlegał optymalizacji. W tym celu w modelu EFOM-PL struktura technologii transportowych została "uszytniona" przez wprowadzenie odpowiednich ograniczeń. Podejście takie zastosowano ze względu na niepewność danych kosztowych dla różnych technologii transportowych (np. przewozów kolejowych) oraz konieczność uwzględnienia wielu czynników o charakterze pozaekonomicznym (np. zmiany stylu życia, preferencje konsumentów, niezawodność i szybkość dostaw towarów do klienta itp.), które nie są uwzględniane w optymalizacji.

Zróznicowane zostały natomiast wymagania dotyczące dopuszczalnych emisji gazowych zanieczyszczeń atmosfery. W przypadku emisji NO_x we wszystkich wariantach obliczeniowych założono konieczność spełnienia polskich norm emisyjnych, w tym zaostrzonej normy B dla obiektów istniejących od roku 1998 (MOŚZNiL 1990). W zakresie emisji siarkowych wyróżniono dwa warianty. Pierwszy z nich zakłada spełnienie aktualnych norm emisyjnych i realizację podpisanego przez trzech Ministrów programu redukcji emisji SO_2 z elektroenergetyki zawodowej (PSE 1995). Drugi wariant zakłada zmniejszenie emisji SO_2 do poziomu wymaganego przez II Protokół siarkowy (UN 1994). Poniżej przedstawiono bardziej szczegółowo najważniejsze założenia obliczeniowe.

6.2.1. Założenia makroekonomiczne

Scenariusze makroekonomiczne wykorzystane do obliczeń strategii redukcji emisji CO_2 stanowią uaktualnioną wersję scenariuszy opracowanych w Zakładzie Problemów Energetyki IPPT PAN w latach 1991 - 1993. Najważniejsze wielkości makroekonomiczne charakteryzujące dwa podstawowe scenariusze przedstawiono w tabl. 6.1.

Średnie tempo wzrostu produktu krajowego brutto w scenariuszu *Dolnym* wynosi ok. 3,2 % rocznie w okresie 1993 - 2015, natomiast w scenariuszu *Górnym* - ok. 4,5 %. Podstawowe założenia jakościowe nowych scenariuszy (założony kierunek zmian struktury wytwarzania i energochłonności produkcji) są te same co przyjęte przy opracowaniu rządowych założeń polityki energetycznej (Bojarski i in. 1993). Główne zmiany w stosunku do scenariuszy opracowanych w latach 1991 - 1993 dotyczą niektórych założeń ilościowych:

- założono nieco niższe tempo rozwoju usług transportowych,
- uaktualniono prognozy produkcji niektórych energochłonnych wytworów,

- lepiej oszacowano efekt trwałego zmniejszenia zużycia energii, jaki nastąpił po roku 1989,
- założono nieco szybsze tempo zmniejszania energochłonności produkcji przemysłowej w przyszłości.

Tablica 6.1. Założenia makroekonomiczne scenariuszy rozwoju gospodarczego Polski [ceny stałe 1990]

Kategoria	Jedn.	Scenariusz	1990	1993	2000	2010	2015
Produkt krajowy brutto (PKB)	bln zł	Górny	560	555	759	1167	1434
		Dolny	560	555	706	925	1099
Produkt krajowy brutto (dynamika)	1990=100	Górny	100	99,1	135,5	208,4	256,1
		Dolny	100	99,1	126,0	165,1	196,3
Ludność	mln mieszk.	Górny	38,2	38,5	39,5	41,0	41,5
		Dolny	38,2	38,5	39,4	40,0	40,2
Spożycie na mieszkańca	mln zł/osobę	Górny	9,9	11,5	13,9	22,4	27,2
		Dolny	9,9	11,5	13,6	17,8	21,0
Udział usług w PKB	%	Górny	42,2	45,0	48,3	51,4	54,6
		Dolny	42,2	45,2	48,5	48,4	54,4
Udział przemysłu w PKB	%	Górny	37,8	36,9	35,4	35,2	31,5
		Dolny	37,8	35,8	34,1	33,3	30,6

Charakterystyczną cechą obydwu scenariuszy jest postępująca poważna zmiana struktury wytwarzania. Szybkim wzrostowi udziału usług w tworzeniu produktu krajowego towarzyszy równoczesny spadek udziału przemysłu, w szczególności przemysłu ciężkiego.

Przewidywane zmiany struktury produkcji sprzyjają zmniejszeniu energochłonności produkcji krajowej. Obok zmian strukturalnych poważny wpływ na przyszłą wielkość zużycia energii finalnej będą miały zmiany technologii produkcyjnych. Przy opracowaniu prognozy przyjęto, że majątek produkcyjny tworzony w wyniku nowych inwestycji będzie miał wskaźniki energochłonności zbliżone do obecnie obserwowanych w krajach OECD. Wymiana majątku produkcyjnego na bardziej efektywny energetycznie stanowi drugą podstawową przyczynę, dla której wynikowa prognoza popytu na energię finalną charakteryzuje się stosunkowo niskim tempem wzrostu w całym badanym okresie. Przewidywane wielkości popytu na energię finalną i użyteczną dla scenariusza *Górnego* zsumowane dla całego kraju przedstawiono w tabl. 6.2.

Tablica 6.2. Prognoza popytu na energię finalną i użyteczną, scenariusz *Górny*

Nośnik energii	1993	2000	2005	2010	2015
Popyt na energię finalną w [PJ]					
Paliwa stałe	469,4	475,4	447,5	400,3	350,7
Paliwa ciekłe	440,5	576,8	652,1	712,0	782,5
Paliwa gazowe	294,1	346,0	374,6	404,2	449,0
Energia elektryczna	291,7	352,4	406,9	467,3	539,5
Ciepło	668,9	733,9	771,8	811,2	847,7
Pozostałe nośniki energii	17,7	28,8	36,6	43,8	47,5
Razem energia finalna	2182,2	2513,3	2689,5	2838,7	3016,9
Energia użyteczna					
Produkcja wyrobów gorącocalcowanych w [tys ton/a]	7632	9600	9720	9840	9840
Ogrzewanie budynków jednorod. istniejących w [PJ]	187,0	171,5	158,7	156,8	146,0
Ogrzewanie budynków jednorod. nowych w [PJ]	0	24,0	44,3	70,8	107,6

6.2.2. Ceny paliw i energii w handlu zagranicznym

Ceny nośników energii w polskim eksporcie i imporcie przyjęto zgodnie z prognozą cenową (Chojna 1993) wykorzystaną wcześniej przy opracowaniu założeń polityki energetycznej kraju (Bojarski i in. 1993). Przewidywane ceny najważniejszych nośników energii przedstawiono w tabl. 6.3. Ceny eksportowe zostały określone na bazie cen *FOB* (cena za towar dostarczony i załadowany na statek), a cen importowych na bazie cen *CIF* (zawierających koszty frachtu i ubezpieczenia) lub *franco granica*. Ceny paliw podano w złotych o sile nabywczej z 1993 r.

Średnie roczne tempo wzrostu cen w okresie 1995 -2015 dla przyjętej prognozy wynosi ok. 2,5 % dla ropy naftowej, ok. 2 % dla gazu ziemnego i ok. 1,2 % w przypadku węgla kamiennego.

Tablica 6.3. Ceny głównych nośników energii w polskim imporcie i eksporcie

[\$ /GJ]

Nośnik energii	1991	1995	2000	2005	2010	2015
<i>IMPORT</i>						
Ropa naftowa	3,49	3,12	3,70	4,18	4,68	5,14
Gaz ziemny w dostawach dotychczasowych	2,91	2,96	3,46	3,78	4,10	4,40
Gaz ziemny w nowych dostawach	-	3,26	3,81	4,16	4,51	4,84
Gaz ziemny w nowych dostawach - drogi	-	-	4,50	4,92	5,33	5,72
Węgiel kamienny *)	1,74	1,50	1,59	1,69	1,77	1,88
Pręty paliwowe	0,61	0,52	0,56	0,59	0,62	0,66
<i>EKSPORT</i>						
Węgiel kamienny *)	1,64	1,44	1,52	1,59	1,68	1,76
Węgiel koksujący	1,79	1,62	1,66	1,70	1,74	1,79
Koks	3,16	2,91	2,99	3,06	3,13	3,22

*) w imporcie - miał węglowy o kaloryczności 6400 kcal/kg, zaw. popiołu do 16 %, zaw. siarki poniżej 1 %, w eksporcie - miał węglowy o kaloryczności 6400 kcal/kg, zaw. popiołu do 10-13 %, zaw. siarki poniżej 0,8 %

6.2.3. Wymagania z zakresu ochrony atmosfery

W przeprowadzonych obliczeniach modelowych wyróżniono dwa następujące zestawy założeń odnośnie emisji SO₂ i NO_x:

- a) utrzymanie obecnych regulacji w zakresie ochrony atmosfery,
- b) realizację wymagań II Protokołu siarkowego.

W obliczeniach modelowych dla pierwszej wymienionej sytuacji przyjęto następujące wymagania:

- konieczność spełnienia obecnych norm emisyjnych przez obiekty energetyczne, w tym:
 - normy B - przez obiekty istniejące, od roku 1998,
 - normy C - przez wszystkie nowobudowane obiekty,
- obowiązek montowania katalizatorów do nowych pojazdów samochodowych,
- utrzymanie zawartości siarki w oleju napędowym w wysokości 0,3 % (zgodnie z obecną normą PN-92/C-96051)

- realizację zaakceptowanego na szczeblu ministerialnym *Programu redukcji emisji SO₂ w energetyce zawodowej* (PSE 1995).

W scenariuszach zakładających realizację postanowień *II Protokołu siarkowego*, oprócz wymienionych powyżej, przyjęto następujące dodatkowe wymagania:

- konieczność zmniejszenia emisji SO₂ poniżej pułapu ustalonego dla Polski w *II Protokole siarkowym*, czyli 2583 tys ton/a od 2000 r., 2173 tys ton/a - od 2005 r. i 1397 tys ton/a od 2010 r.
- konieczność spełnienia ostrzejszych norm dopuszczalnych emisji SO₂ dla obiektów nowych, zgodnie z wymaganiami *II Protokołu siarkowego* (140 g/ GJ wsadu paliwowego w przypadku dużych elektrowni węglowych),
- konieczność zmniejszenia zawartości siarki w oleju napędowym do wymaganego w *Protokole* poziomu 0,05 % - po roku 2000.

Zmniejszenie zawartości siarki w oleju napędowym uwzględniane jest w obliczeniach modelem PROSK-E i wpływa na zmniejszenie emisji z tej części sfery końcowego użytkowania energii, która nie jest opisywana w modelu EFOM-PL. Montowanie katalizatorów do nowych pojazdów wpływa natomiast na charakterystyki technologii transportowych i zostało uwzględnione przy wyliczeniu emisji z sektora transportu. Pozostałe wymagania dotyczą technologii energetycznych wyróżnionych w modelu EFOM-PL. W obliczeniach zakładających spełnienie wymagań *II Protokołu* w skali kraju zmniejszenie emisji SO₂ dokonywane jest przez optymalny dobór technologii produkcyjnych, przedsięwzięć oszczędzania energii, struktury jakościowej paliw i technologii odsiarczania spalin.

6.3. Opis scenariuszy i wariantów obliczeniowych

Prace obliczeniowe omawiane w rozdz. 6 realizowane były w dwóch etapach. Pierwszy wykonany został do końca 1995 r. Obejmował on analizę optymalnych strategii redukcji emisji CO₂ dla jednego scenariusza rozwoju gospodarczego kraju - scenariusza *BAZOWEGO*. Do obliczeń wykorzystano trzy odmiany tego scenariusza, które zostały zróżnicowane ze względu na wybór jednego z dwóch wariantów zaopatrzenia kraju w gaz ziemny oraz rozwoju energetyki jądrowej (dopuszczenie lub brak akceptacji dla wykorzystania elektrowni jądrowych). Syntetyczne

wyniki tych obliczeń zostały przedstawione m.in. w przygotowanym dla MOŚZNiL opracowaniu (Sadowski 1996). Scenariusze rozwojowe badane w tym etapie prac oznaczone zostały w tabl. 6.4 symbolami *B1*, *B2*, *B3*.

Drugi etap prac obliczeniowych zrealizowany został w 1996 r. Jego celem było poszerzenie przeprowadzonych wcześniej analiz o następujące zagadnienia:

- wpływ zmian tempa rozwoju gospodarczego kraju na wielkość emisji CO₂ i koszty jej zmniejszenia,
- koszty spełnienia wymagań *II Protokołu siarkowego* w Polsce,
- wpływ działań na rzecz redukcji emisji CO₂ na wielkości emisje SO₂ i NO_x oraz na koszty spełnienia wymagań *II Protokołu siarkowego*,
- skutki wprowadzenia podatku węglowego jako instrumentu mającego na celu zmniejszenie emisji CO₂.
- ocena wpływu strat w przesyłce i dystrybucji gazu ziemnego na koszty redukcji emisji gazów cieplarnianych (z uwzględnieniem potencjału cieplarnianego metanu).

W celu przebadania wymienionych zagadnień zostały przeprowadzone dodatkowe obliczenia modelowe dla pięciu nowych scenariuszy, przedstawionych w dolnej części tabl. 6.4. W obliczeniach tych wykorzystano w szerszym zakresie wprowadzone do polskiego modelu rozszerzenia opisane w rozdz. 5.7.

We wszystkich scenariuszach badanych w drugim etapie oraz w scenariuszach *B1* i *B2* założono szerszy dostęp do gazu ziemnego zgodnie z pełnymi wielkościami zamieszczonymi w tabl. 5.6 oraz w podziale na kategorie kosztowe jak w tabl. 5.7. Ograniczony dostęp do gazu ziemnego, zakładający sytuację, gdy nie zostaną zrealizowane możliwości importu gazu rurociągami POLPIPE ani JAMAL (por. tabl. 5.6), występuje jedynie w scenariuszu *B3*.

W scenariuszach *B2* i *B3* założono brak społecznej akceptacji na budowę elektrowni jądrowych. W pozostałych scenariuszach dopuszczono budowę elektrowni jądrowych o maksymalnej produkcji 8 TWh w 2010 r. i 20 TWh w 2015 r. Ilość to stanowi ok. 10 % produkcji energii elektrycznej w ostatnim badanym podokresie, a jej wyprodukowanie wymaga budowy elektrowni o łącznej mocy ok. 3000 MW.

Tablica 6.4. Układ badanych scenariuszy i wariantów obliczeniowych

Ozn.	Scenariusz makroekonomiczny	Zaopatrzenie w gaz ziemny	Elektrownie jądrowe	Wymagania dotyczące emisji SO ₂ i NO _x	Warianty redukcji emisji CO ₂
I etap					
B1	Bazowy	pełne	tak	normy emisyjne	co 5%
B2	Bazowy	pełne	nie	normy emisyjne	co 5%
B3	Bazowy	ograniczone	nie	normy emisyjne	co 5%
II etap					
G1	Górny	pełne	tak	normy emisyjne + program redukcji SO ₂	co 5%
D1	Dolny	pełne	tak	normy emisyjne + program redukcji SO ₂	co 5%
GII	Górny	pełne	tak	normy emisyjne + II Protokół siarkowy	co 5%
DII	Dolny	pełne	tak	normy emisyjne + II Protokół siarkowy	co 5%
GM	Górny	pełne	tak	normy emisyjne + program redukcji SO ₂	podatek węglowy

W ramach każdego przedstawionego w tabl. 6.4 scenariusza dokonano analizy optymalizacyjnej następujących wariantów redukcji emisji CO₂:

- **wariant odniesienia**

rozwiązanie dla tego wariantu nie uwzględnia żadnych ograniczeń emisji CO₂. Występuje w nim spadek energochłonności w wyniku procesów racjonalizacji użytkowania energii, przewidywany dla sytuacji braku zachęt dla przedsięwzięć oszczędzania energii;

- **wariant oszczędzania energii**

jak wariant odniesienia, uwzględnia jednak w rozwiązaniu wszystkie włączone do modelu przedsięwzięcia oszczędzania energii, które są opłacalne z perspektywy całego systemu energetycznego;

- warianty redukcji 5%, 10% itp.

są to warianty z wymuszoną redukcją emisji CO₂; uzyskiwane dla tych wariantów rozwiązania stanowią zorientowane technologicznie, optymalne strategie redukcji dla danego poziomu redukcji, gdyż dokonywany wybór opcji technologicznych zapewnia minimalizację kosztów.

Warianty redukcji zakładają osiągnięcie określonej procentowej redukcji emisji względem emisji roku 1988, którą przyjęto w wysokości 454 mln t, za opracowaniem (Cofała, Klimont 1991). Porównanie zakładanych ścieżek redukcji dla dwóch grup przebadanych scenariuszy przedstawiono w tabl. 6.5.

Tablica 6.5. Maksymalne pułapy emisji CO₂ przyjęte w wariantach redukcji dwóch grup badanych scenariuszy [mln t/a]

Scenariusz	Wariant emisji CO ₂	2000	2005	2010	2015
Scenariusze B1, B2, B3	10% redukcji	393	409	409	409
	20% redukcji	363	363	363	363
	30% redukcji	318	318	318	318
Scenariusze D1, DII, G1, GII	10% redukcji	-	431	409	409
	20% redukcji	-	409	363	363
	30% redukcji	-	386	318	318

W scenariuszach B1, B2 i B3 warianty redukcji CO₂ zakładały osiągnięcie określonej wielkości emisji począwszy od roku 2000 i utrzymanie jej na lata 2005 - 2015. Przykładowo, dla wariantu 10% redukcji, emisja CO₂ w okresie 2000 ÷ 2015 wynosi $454 \cdot 0,9 = 409$ mln t/a. W scenariuszach badanych w drugim etapie zrezygnowano z określania pułapów emisyjnych dla roku 2000. Przyjęto także łagodniejsze wymagania dla roku 2005 w wariantach redukcji emisji CO₂. Procentowa redukcja emisji w tym roku jest o połowę niższa niż zakładana dla roku 2010 i 2015. Dla tych scenariuszy wariant 10 % redukcji oznacza maksymalną emisję 409 mln t/a dla lat 2010 ÷ 2015 i $454 \cdot 0,95 = 431$ mln t/rok dla roku 2005.

Sposób oznaczenia wariantów różniących się stopniem redukcji emisji CO₂, przyjęty przy omawianiu wyników, pokazano w tablicy 6.6 dla trzech przykładowych scenariuszy.

Tablica 6.6. Oznaczenie wariantów redukcji emisji CO₂ dla przykładowych scenariuszy

Scenariusz	Warianty bez redukcji emisji CO ₂		Warianty redukcji emisji CO ₂		
	Odniesienia	Z optymalnym oszczędzaniem energii	5%	10%	nm%
B1	B1_odn	B1_save	B1_05	B1_10	B1_nm
G1	G1_odn	G1_save	G1_05	G1_10	G1_nm
GII	GII_odn	GII_save	GII_05	GII_10	GII_nm

6.4. Strategie redukcji emisji CO₂

Uzyskane przy pomocy modelu EFOM-PL wyniki zawierają bogaty zestaw danych opisujących w sposób ilościowy optymalne ścieżki rozwoju systemu energetycznego dla różnych rozważanych sytuacji rozwojowych. W niniejszym podrozdziale prezentowane są jedynie najważniejsze wyniki, które pokazują możliwości i konsekwencje zmniejszenia emisji CO₂ z procesów energetycznych w Polsce.

6.4.1. Przewidywane wielkości emisji CO₂

Wyliczone wielkości emisji dwutlenku węgla dla różnych możliwych sytuacji rozwojowych przedstawiono w tabl. 6.7. Emisje CO₂ maleją w okresie 1988 - 1995 z 454 mln t/a do 376 mln t/a, po czym rosną, przy czym wzrost ten uzależniony jest od założeń poszczególnych scenariuszy. Charakterystyczne, że do roku 2015 emisje CO₂ są niższe lub jedynie nieznacznie przekraczają poziom emisji z 1988 r. - nawet w wariantach o szybkim tempie rozwoju gospodarczego kraju.

Spośród różnych przebadanych czynników oddziałujących na emisje CO₂ największy wpływ ma tempo rozwoju kraju. Różnica w emisji CO₂ pomiędzy odpowiednimi wariantami *Górnego* i *Dolnego* scenariusza makroekonomicznego wynosi ponad 40 mln ton w 2010 r. i ok. 60 mln ton w roku 2015. Ograniczony dostęp do gazu ziemnego spowodować może zwiększenie emisji dopiero po roku 2010 - o ok. 5 mln ton rocznie w stosunku do sytuacji braku ograniczeń na dostawy tego paliwa.

Tablica 6.7. Przewidywane emisje CO₂ dla różnych badanych sytuacji rozwojowych [mln t/a]

Scenariusz makroekonom.	Wariant	2000	2005	2010	2015
Bazowy	B1,2_odn	397	416	425	450
	B1,2_save	392	409	417	438
	B3_odn	397	416	425	455
	B3_save	392	409	417	442
Dolny	D1_odn	385	387	389	396
	D1_save	380	381	382	385
	DII_odn	385	387	386	395
Górny	G1_odn	404	420	433	456
	G1_save	399	414	423	444
	GII_odn	404	420	436	457

Przez realizację opłacalnych - z punktu widzenia całego systemu energetycznego - przedsięwzięć oszczędzania energii elektrycznej oraz termorenowacji budynków jednorodzinnych można osiągnąć zmniejszenie emisji dwutlenku węgla o ok. 5 mln t/a w 2000 r. i ok. 12 mln t/a w 2015 r. Przedsięwzięcia te można uruchomić poprzez realizację programów DSM, wprowadzenie systemu zachęt ekonomicznych, np. kredytów na docieplenia budynków, a także przez podwyżkę cen energii, np. w wyniku wprowadzenia podatku węglowego.

Analiza wariantów różniących się wymaganiami w zakresie redukcji emisji SO₂ prowadzi do wniosku, że działania, które będą podejmowane na rzecz redukcji emisji tlenków siarki nie będą wpływać na zmniejszenie emisji CO₂. Budowa szeregu instalacji odsiarczania założona w programie redukcji emisji SO₂ w elektroenergetyce (PSE 1995) nie powoduje na tyle istotnego wzrostu kosztów wytwarzania energii elektrycznej, żeby uczynić opłacalną wcześniejszą likwidację istniejących obiektów i budowę na ich miejsce elektrowni nowych o mniejszych jednostkowych emisjach CO₂. Dalsze zmniejszenie emisji SO₂ w celu osiągnięcia poziomu wymaganego w II Protokole siarkowym dokonuje się głównie przez budowę dodatkowych instalacji odsiarczania, co nie ma wpływu na zmniejszenie emisji CO₂. Wielkości emisji CO₂ z poszczególnych sektorów przedstawiono w tabl. 6.8 na przykładzie wariantu odniesienia scenariusza *Bazowego*.

Tablica 6.8. Wielkości emisji CO₂ z poszczególnych sektorów w scenariuszu *B1* (bez ograniczeń emisji CO₂) [mln t/a]

Sektor	1993	1995	2000	2005	2010	2015
Elektrownie zawodowe	116	117	122	130	132	150
Elektrociepłownie zawodowe	24	26	29	34	44	46
Elektrociepłownie przemysłowe	31	32	28	31	30	30
Ciepłownie przemysłowe	27	26	34	34	34	36
Ciepłownie komunalne	20	19	18	17	14	13
Przemysł pozostały	54	56	60	58	58	60
Transport	18	23	27	32	36	41
Rolnictwo	15	15	17	18	18	19
Gospodarstwa domowe	58	57	57	56	53	51
Handel i Usługi	7	7	6	6	6	5
Razem	370	376	397	416	425	450

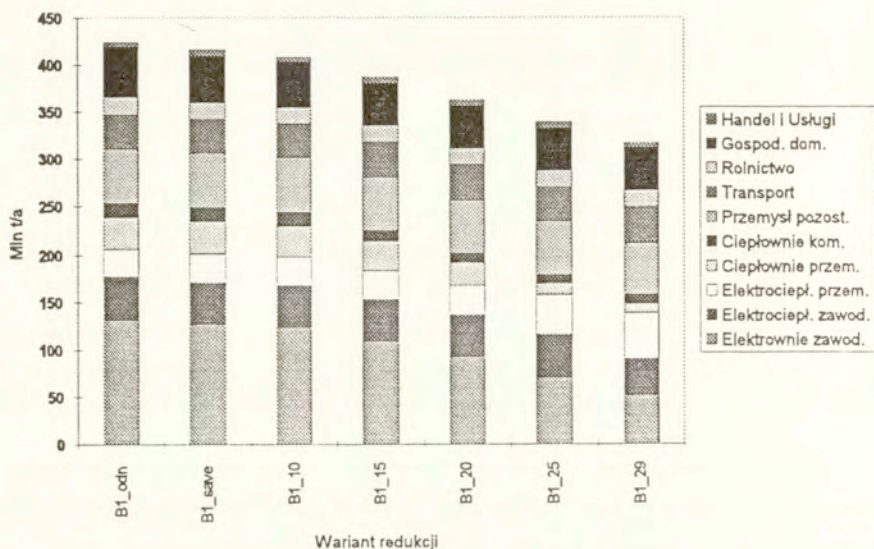
Największy wzrost emisji następuje z sektora elektroenergetyki zawodowej, a także w transporcie. Emisje z sektora mieszkaniowego zmniejszają się w wyniku zmian struktury zużywanych paliw - zwiększenia udziału gazu ziemnego i ciepła scentralizowanego kosztem paliw stałych. Emisje z ciepłowni komunalnych maleją częściowo w wyniku substytucji węgla gazem ziemnym, a częściowo w wyniku znacznego zwiększenia produkcji ciepła w skojarzeniu.

Badanie możliwości redukcji emisji CO₂ wykazało, że maksymalny poziom redukcji przy uwzględnionym zestawie przedsięwzięć wynosi od ok. 15 % w scenariuszu *B3* do ponad 30 % w scenariuszu *D1*. W scenariuszach *B1* i *G1* osiąga się maksymalny poziom ok. 29 % redukcji.

W wariantach zakładających konieczność redukcji emisji CO₂ w całym kraju zmniejszenie emisji dokonuje się nierównomiernie, w zależności od kosztów zmniejszenia emisji w poszczególnych sektorach. Na rys. 6.2. przedstawiono zmiany emisji z poszczególnych sektorów w 2010 r. następujące w wyniku wymaganych redukcji emisji CO₂ w kraju.

Największe i najtańsze możliwości redukcji emisji znajdują się w sektorze elektroenergetyki zawodowej. W mniejszym stopniu zmniejszenie emisji następuje także w gospodarstwach domowych, ciepłowniach komunalnych i przemysłowych. We wszystkich wariantach redukcji utrzymuje się dość wysoka emisja z elektrociepłowni przemysłowych i zawodowych, co świadczy o atrakcyjności produkcji skojarzonej również w sytuacji silnych ograniczeń emisyjnych. Osiągnięcie redukcji emisji powyżej 20 % wymaga już poważnych zmian struktury wytwarzania.

Zmiany te polegają głównie na zwiększeniu produkcji elektrociepłowni przemysłowych (wzrost stopnia skojarzenia produkcji energii elektrycznej i ciepła) przy równoczesnym obniżeniu produkcji, a co za tym idzie - również i emisji z ciepłowni przemysłowych.



Rys. 6.2. Emisje CO₂ w podziale na sektory w 2010 r. dla różnych wariantów redukcji, scenariusz B1

Na podstawie otrzymanych wyników można stwierdzić, że we wszystkich przedstawionych wariantach rozwojowych do 2010 r. emisje CO₂ są istotnie niższe od wielkości emisji z 1988 r., które stanowią poziom odniesienia dla polskich zobowiązań wynikających z Konwencji Klimatycznej (w niniejszej pracy przyjęto dla tego roku emisję w wysokości 454 mln t/a). Wyniki dla roku 2015 pokazują, że jedynie w scenariuszu szybkiego rozwoju gospodarczego emisje te nieznacznie przekraczają poziom emisji z 1988 r. Uwzględniając jednak możliwości zmniejszenia emisji przez kosztowo efektywne przedsięwzięcia oszczędzania energii, można mówić o możliwości stabilizacji emisji CO₂ do roku 2015 bez ponoszenia dodatkowych kosztów.

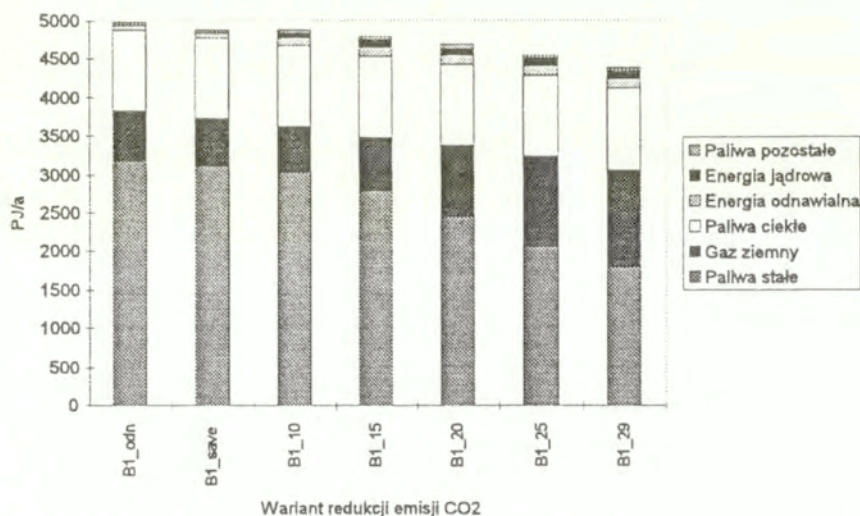
6.2.2. Zmiany zużycia energii pierwotnej

Wyniki obliczeń określające przewidywane zmiany zużycia energii pierwotnej dla *Bazowego* scenariusza rozwoju kraju przedstawiono w tabl. 6.9.

Tablica 6.9. Zużycie energii pierwotnej w scenariuszu B1 (bez redukcji emisji CO₂) [PJ]

Rodzaj paliwa	1993	1995	2000	2005	2010	2015
Paliwa stałe	3112	3075	3183	3225	3181	3350
Gaz ziemny	345	378	420	496	645	705
Paliwa ciekłe	621	781	832	963	1051	1127
Paliwa pozostałe	28	30	23	38	50	50
Energia odnawialna	36	37	47	54	60	74
Razem	4142	4301	4505	4776	4987	5306

W całym badanym okresie następuje powolne zwiększenie zużycia energii pierwotnej w średnim tempie ok. 1 % rocznie, czyli ok. czterokrotnie wolniej od tempa wzrostu produktu krajowego. Wskaźnik jednostkowego zużycia paliw pierwotnych na jednostkę produktu krajowego (liczonego w złotych o stałej sile nabywczej z 1990 r.) maleje ponad dwukrotnie – z ok. 7,46 kJ/zł w 1993 r. do 3,7 kJ/zł w roku 2015. W całym badanym okresie zużycie paliw stałych utrzymuje się na mniej więcej jednakowym poziomie. Rośnie natomiast znacznie zużycie paliw ciekłych i gazu ziemnego. W efekcie następują też stopniowe zmiany struktury paliwowej – zwiększa się udział paliw ciekłych (z 15 % do 21,2 %) i gazu ziemnego (z 8,3 % do 13,2 %). Udział paliw stałych w tym czasie maleje z 75,1% do 63 %).



Rys. 6.3. Zużycie energii pierwotnej w 2010r. w różnych wariantach redukcji scenariusza B1

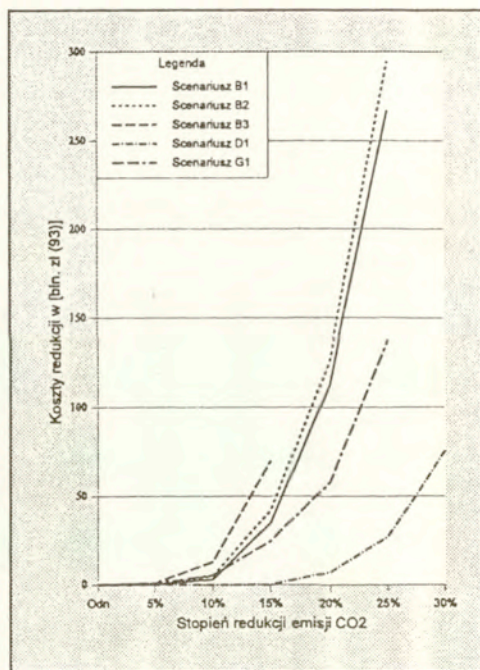
Zmniejszanie emisji CO₂ prowadzi na ogół do zmian struktury zużywanych paliw pierwotnych, szczególnie w przypadku Polski, gdzie bilans energii zdominowany jest przez węgiel kamienny i brunatny. Dla zobrazowania tych zmian na rys. 6.3 przedstawiono wielkości zużycia paliw pierwotnych dla różnych wariantów redukcji emisji CO₂ scenariusza B1.

W efekcie zaostzonych wymagań odnośnie redukcji emisji CO₂ następuje spadek całkowitego zużycia energii pierwotnej i zmiana struktury paliwowej bilansu energii. Zmniejszenie zużycia nośników pierwotnych, które jest wynikiem poprawy sprawności przetwarzania energii i zwiększenia efektywności użytkowania nośników energii, osiąga 12 % w wariantcie maksymalnej (29 %) redukcji emisji. Zmiany struktury paliwowej polegają głównie na zwiększeniu udziału gazu ziemnego kosztem paliw stałych. Energia jądrowa pojawia się już w wariantcie 10 % redukcji emisji CO₂, a w wariantach o wyższych redukcjach emisji osiąga maksymalną dopuszczoną w 2010 r. wielkość zużycia. Ograniczenia na emisję CO₂ powodują także większe wykorzystanie zasobów energii odnawialnej. W wariantach o założonej redukcji emisji powyżej 15 % zużycie to osiąga wartość ok. 120 PJ, czyli ok. dwukrotnie więcej niż w wariantcie odniesienia.

6.4.3. Koszty redukcji emisji CO₂

Całkowite zdyskontowane koszty redukcji emisji CO₂ zostały przedstawione na rys. 6.4.

6.4. Wyliczono je jako różnicę pomiędzy całkowitymi kosztami rozwoju systemu w wariantach redukcji emisji a kosztem całkowitym, określonym dla wariantu bez ograniczeń emisji, z optymalnym zakresem oszczędzania energii. Jak łatwo zauważyć, koszty redukcji dla poszczególnych scenariuszy różnią się znacznie między sobą. Różnice kosztów pomiędzy scenariuszami B1, B2 i B3 są łatwo wytłumaczalne. Ograniczony dostęp do gazu ziemnego (B3) i brak możliwości wykorzystania elektrowni jądrowych (scenariusze B2 i B3) podraża koszty



Rys. 6.4. Całkowite zdyskontowane koszty redukcji emisji CO₂

zmniejszenia emisji CO₂. Charakterystyczne, że w scenariuszu B3 możliwe jest ograniczenie emisji jedynie o ok. 15%. Najniższe koszty redukcji pojawiają się w scenariuszu D1, co jest następstwem niższego popytu na energię i ogólnie niższymi potrzebami rozwoju systemu energetycznego.

Należy zwrócić uwagę, że niższe koszty redukcji scenariusza G1 w porównaniu do scenariusza B1 są efektem innej, łagodniejszej ścieżki redukcji emisji w scenariuszu G1 (por. tabl. 6.5). Wynik ten wskazuje na możliwość znacznego ograniczenia kosztów redukcji liczonych w wartościach bieżących (zdyskontowanych) przez odsunięcie w czasie decyzji i działań, mających na celu zmniejszenie emisji CO₂.

Roczne koszty redukcji emisji dla dwóch przykładowych wariantów i dla trzech przebadanych scenariuszy pokazano w tabl. 6.10. W następnej tabelicy przedstawiono łączne koszty redukcji emisji w poszczególnych podokresach, a także w całym badanym okresie. Koszty całkowite i jednostkowe zmniejszenia emisji zostały przeliczone na dolary USA dla ułatwienia porównań z wartościami uzyskanymi dla innych krajów.

Tablica 6.10. Uśrednione roczne koszty redukcji emisji CO₂ dla trzech odmian Bazowego scenariusza rozwoju kraju [mln \$/a]

Scenariusz	1995	2000	2005	2010	2015
Wariant 10 % redukcji emisji CO ₂					
Scenariusz B1	0	0	0,3	79	151
Scenariusz B2	0	0	14	70	342
Scenariusz B3	0	0	18	84	1137
Wariant 15 % redukcji emisji CO ₂					
Scenariusz B1	0	46,6	472	632	801
Scenariusz B2	0	47	472	746	1351
Scenariusz B3	0	47	504	1268	3275

Wprowadzenie wymagania 10% redukcji emisji powoduje zwiększenie rocznych kosztów zaspokojenia potrzeb energetycznych już w 2005 r. Te dodatkowe koszty rosną w kolejnych podokresach osiągając poziom od 151 mln \$/a do 1137 mln \$/a w zależności od scenariusza. Widoczna jest duża różnica kosztów redukcji pomiędzy scenariuszami.

Tablica 6.11. Całkowite koszty redukcji emisji CO₂ dla trzech odmian *Bazowego* scenariusza rozwoju kraju [mln \$]

Scenariusz	1996-2000	2001-2005	2006-2010	2011-2015	1996-2015
Wariant 10 % redukcji emisji CO ₂					
Scenariusz B1	0	1	238	611	851
Scenariusz B2	0	41	237	1165	1443
Scenariusz B3	0	53	289	3580	3922
Wariant 15 % redukcji emisji CO ₂					
Scenariusz B1	0	1510	2840	3668	8159
Scenariusz B2	0	1510	3184	5547	10381
Scenariusz B3	0	1605	4810	12361	18916

Koszty zmniejszenia emisji CO₂ dla całego okresu badania wynoszą od 850 mln \$ (przy szerszym wykorzystaniu gazu ziemnego i energii jądrowej) aż do prawie 4 mld \$ w scenariuszu z ograniczonym dostępem do gazu ziemnego i bez energetyki jądrowej (por. tabl. 6.11).

O ile koszty osiągnięcia 10 % zmniejszenia emisji CO₂ nie są jeszcze bardzo wysokie, to dalsze zmniejszenie emisji pociąga za sobą gwałtowny ich wzrost. Łączne koszty zmniejszenia emisji przy wzroście poziomu redukcji z 10 do 15 % rosną o rząd wielkości. Koszty redukcji emisji CO₂ w wariantcie 15 % redukcji scenariusza *B1* są rzędu 500 - 600 mln \$ rocznie w okresie 2005 - 2010. Są to wartości zbliżone do przewidywanych kosztów ograniczenia emisji SO₂ do poziomu zgodnego z *II Protokołem siarkowym* (por. tabl. 6.14).

Innymi ważnymi wskaźnikami charakteryzującymi strategię ograniczania emisji są jednostkowe koszty redukcji - średnie i marginalne. Koszty marginalne pokazują ile trzeba zapłacić, by zmniejszyć emisję o kolejną jednostkę np. tonę CO₂ rocznie. Poniżej, w tabl. 6.12 przedstawiono wyniki obliczeń kosztów marginalnych dla pięciu przebadanych scenariuszy. Jak łatwo zauważyć, koszty te rosną wraz ze wzrostem poziomu redukcji oraz w dalszych latach, gdy rosnący popyt na energię sprzyja wzrostowi emisji.

Koszty marginalne można z pewnym uproszczeniem interpretować jako wysokość opłat za emisję CO₂ lub podatku węglowego (po przeliczeniu na czysty węgiel), które należałoby zastosować dla osiągnięcia danego poziomu redukcji. Wprowadzenie jednego z tych instrumentów spowodowałoby, że wszystkie przedsięwzięcia technologiczne potrzebne do osiągnięcia

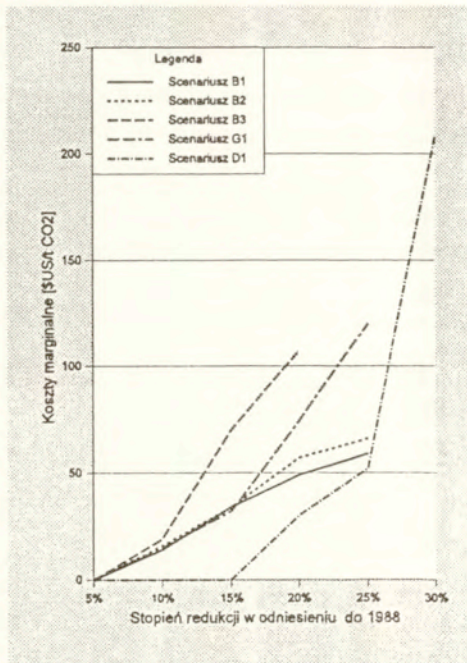
założonego poziomu redukcji stałyby się opłacalne. Przedstawione wyniki pokazują, że bez dodatkowych kosztów możliwe jest osiągnięcie 5% redukcji do roku 2010 we wszystkich scenariuszach. Osiągnięcie dalszego zmniejszenia emisji wymagać będzie sięgania po opcje technologiczne, które są droższe niż te występujące w wariantach odniesienia.

Tablica 6.12. Koszty marginalne redukcji emisji CO₂

[\$/t CO₂]

Rok	Wariant odniesienia	Stopień redukcji					
		5%	10%	15%	20%	25%	30%
Scenariusz B1 (scenariusz makroekonom. <i>Bazowy</i> , z szerszym dostępem do gazu, z energią jądrową)							
2000	0	0	0	14	34	148	-
2005	0	0	2	31	46	50	-
2010	0	0	14	34	49	59	-
2015	0	2	12	46	57	104	-
Scenariusz B2 (scenariusz makroekonom. <i>Bazowy</i> , z szerszym dostępem do gazu, bez energii jądrowej)							
2000	0	0	0	14	34	140	-
2005	0	0	0	30	44	47	-
2010	0	0	16	34	57	66	-
2015	0	6	33	46	97	290	-
Scenariusz B3 (scenariusz makroek. <i>Bazowy</i> , z ograniczonym dostępem do gazu, bez energii jądrowej)							
2000	0	0	0	14	-	-	-
2005	0	0	0	37	-	-	-
2010	0	0	19	70	-	-	-
2015	0	12	80	119	-	-	-
Scenariusz G1 (scenariusz makroekonom. <i>Górny</i> , z szerszym dostępem do gazu, z energią jądrową)							
2005	0	0	0	0	6	27	-
2010	0	0	15	32	74	207	-
2015	0	7	19	45	95	3910	-
Scenariusz D1 (scenariusz makroekonomiczny <i>Dolny</i> , z szerszym dostępem do gazu, z energią jądrową)							
2005	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	30	52	208
2015	0	0	0	0	15	37	100

Koszty marginalne dla scenariusza *B1* przy 10 % redukcji nie wydają się jeszcze wysokie, gdyż nie przekraczają 14 \$/tonę emisji CO₂. Przeliczając tę wartość na czysty węgiel uzyskujemy 51 \$/tonę spalonego węgla. Dla osiągnięcia więc poziomu 10 % redukcji przez wprowadzenie podatku należałoby zastosować podatek węglowy przynajmniej tej wysokości, co spowodowałoby mniej więcej dwukrotny wzrost ceny węgla dla elektroenergetyki i ponad 50 % dla odbiorców indywidualnych. Przy 15 % redukcji i w tym samym scenariuszu koszty marginalne sięgają 46 \$ za tonę CO₂, tj. 160 \$/t węgla. Warto podać, że przy tym poziomie kosztów marginalnych opłaca się zamknąć działającą elektrownię węglową produkującą energię elektryczną po 2,5 centa/kWh i wybudować nową elektrownię gazową o wyższej sprawności, produkującą energię dwukrotnie droższą.



Rys. 6.5. Krzywe kosztów marginalnych redukcji emisji CO₂ w 2010 r.

Z porównania wyników dla różnych przebadanych scenariuszy wynika, że największy wpływ na wzrost kosztów redukcji emisji CO₂ ma tempo wzrostu gospodarczego oraz dostęp do gazu ziemnego. W scenariuszu *B2* (bez energetyki jądrowej) koszty marginalne są nieco wyższe w porównaniu ze scenariuszem *B1*, w którym dopuszczono zastosowanie energetyki jądrowej jako opcji redukcji emisji CO₂. Wzrost kosztów w tym przypadku jest mniejszy niż powodowany ograniczeniem dostaw gazu ziemnego (por. wyniki scenariuszy *B2* i *B3*). Stosunkowo niewielkie zwiększenie kosztów redukcji emisji CO₂ powodowane zakazem wprowadzenia energetyki jądrowej wynika z założonych, ograniczonych możliwości budowy nowych elektrowni jądrowych do roku 2015. Ograniczenia te wynikają m.in. z długiego cyklu projektowania, przygotowania oraz realizacji takich inwestycji, a także z ograniczonego zapotrzebowania na nowe podstawowe moce wytwórcze. Wydaje się jednak, że w dalszych latach rola energetyki jądrowej w strategiach redukcji emisji CO₂ może być znacznie większa.

Średnie koszty zmniejszenia emisji CO₂ o jedną tonę rocznie w roku 2010 podano w tabl. 6.13. Wartości te obrazują średnią efektywność kosztową przedsięwzięć redukcji emisji CO₂ realizowanych dla osiągnięcia zadanego poziomu emisji.

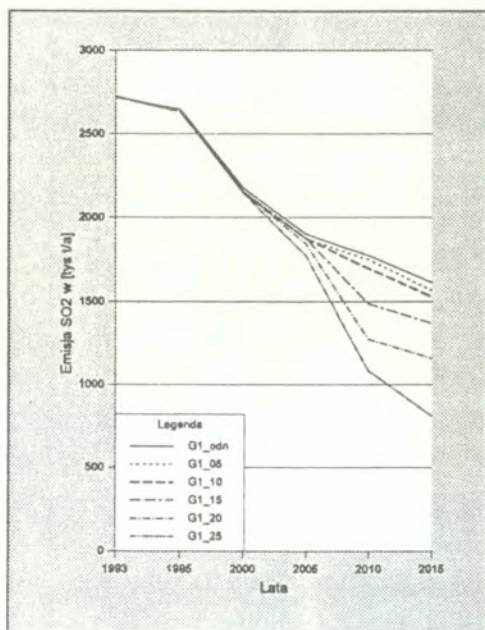
Tablica 6.13. Średnie jednostkowe koszty redukcji emisji CO₂ w 2010 r. w zależności od stopnia redukcji [\$/t]

Scenariusz	Stopień redukcji emisji CO ₂					
	5%	10%	15%	20%	25%	30%
Scenariusz B1	0	10	20	29	39	-
Scenariusz B2	0	10	24	33	43	-
Scenariusz B3	0	11	41	-	-	-
Scenariusz G1	0	10	21	32	52	-
Scenariusz D1	0	0	0	16	26	47

6.4.4. Wpływ redukcji emisji dwutlenku węgla na emisje SO₂ i NO_x

Wpływ działań, których celem jest zmniejszenie emisji dwutlenku węgla, na wielkość emisji gazów o lokalnym i regionalnym oddziaływaniu na środowisko (SO₂ i NO_x) przebadano dla scenariuszy *G1* i *D1* oraz *GII* i *DII*.

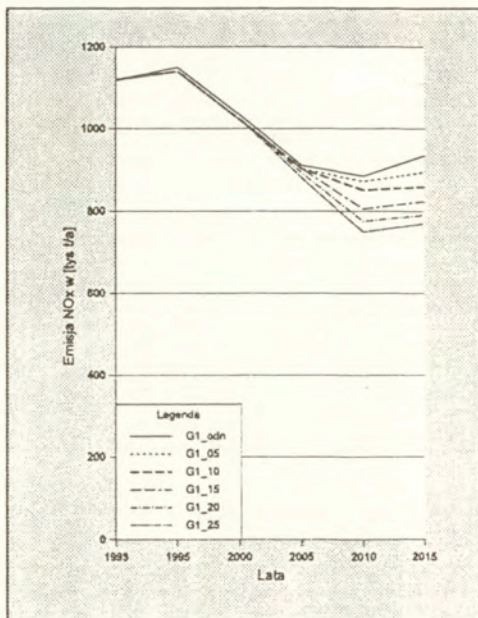
Na rys. 6.6 przedstawiono zmiany wielkości emisji SO₂, będące niejako ubocznym skutkiem redukcji emisji CO₂. Emisja SO₂ w wariantach odniesienia (bez ograniczeń na emisję CO₂) maleje w kolejnych podokresach, co jest efektem założonej realizacji programu redukcji emisji SO₂ w elektroenergetyce zawodowej oraz wdrożeniem bardzo wymagających norm emisyjnych dla nowo budowanych



Rys. 6.6. Emisja SO₂ w różnych wariantach redukcji emisji CO₂, scenariusz *G1*

obiektów. W wariantach zakładających zmniejszenie emisji CO₂ o 5 % i 10 % następują jedynie nieznaczne zmiany emisji SO₂ w porównaniu do wariantu odniesienia. Wynika to ze stosunkowo niewielkich zmian struktury zużywanych paliw w tych wariantach. Głębsza redukcja emisji dwutlenku węgla pociąga za sobą wyraźne zmniejszenie emisji SO₂, która w wariantcie *G1_20* spada poniżej limitu określonego dla Polski w *II Protokole siarkowym*.

Analiza przeprowadzona dla emisji tlenków azotu wykazała także występowanie zmniejszenia tych emisji przy okazji redukcji emisji CO₂. Zmiany wielkości emisji NO_x dla różnych wariantów redukcji CO₂ pokazano na rys. 6.7. Nie są one tak duże jak w przypadku emisji siarkowych. Stanowią jednak istotną dodatkową korzyść z realizacji strategii ochrony klimatu.



Rys. 6.7. Emisja NO_x w różnych wariantach redukcji emisji CO₂, scenariusz *G1*

Istotnym efektem strategii redukcji emisji CO₂ może być zmniejszenie kosztów spełnienia wymagań stawianych dla Polski w *II Protokole siarkowym*. W tabl. 6.14 przedstawiono koszty związane z budową i eksploatacją instalacji odsiarczania dla różnych wariantów redukcji emisji dwutlenku węgla w scenariuszu *GII*. W obliczeniach dla tego scenariusza zakładano konieczność spełnienia wymagań protokołu siarkowego.

Tablica 6.14. Roczne koszty zmniejszenia emisji SO₂ w instalacjach odsiarczania w zależności od stopnia zmniejszenia emisji CO₂, scenariusz *GII* [mln \$/a]

Rok	Stopień redukcji emisji CO ₂					
	Odn	5%	10%	15%	20%	25%
2005	531	531	531	531	519	515
2010	633	623	638	526	513	510
2015	621	610	617	529	515	536

Działania mające na celu zmniejszenie emisji CO₂ ułatwiają realizację wymagań *II Protokołu*, co jest widocznie w niższych kosztach instalacji odsiarczania. Roczne koszty redukcji emisji SO₂ zmniejszają się w wyniku zmniejszenia emisji CO₂ z ponad 600 mln \$/a w latach 2010 i 2015 do ok. 500 mln t/a. Zmniejszenie kosztów instalacji ochronnych byłoby większe, gdyby nie wpisanie do modelu programu redukcji emisji SO₂ w elektroenergetyce zawodowej (program ten został zaakceptowany na poziomie ministerialnym do realizacji). Zakłada on wyposażenie grupy elektrowni systemowych w instalacje odsiarczania. Uzyskane wyniki wskazują, że podjęcie działań na rzecz znacznego ograniczenia emisji CO₂, np. przez zastępowanie węgla gazem ziemnym w sektorze ciepłowniczym, stwarza warunki do ograniczenia programu budowy instalacji odsiarczania, przy równoczesnym zachowaniu pułapów emisji SO₂ ustalonych w *II Protokole siarkowym*.

Powiązanie strategii redukcji emisji CO₂ i SO₂ można również ukazać poprzez określenie zmiany kosztów marginalnych redukcji emisji SO₂ przy ograniczaniu emisji CO₂. Zależność taką pokazano w tabl. 6.15 na podstawie wyników scenariusza *GII* i *DII*. W scenariuszu tym wymaga się, by emisje SO₂ nie przekraczały pułapu określonego w *II Protokole siarkowym*.

Tablica 6.15. Koszty marginalne redukcji emisji SO₂ w zależności od stopnia zmniejszenia emisji CO₂, scenariusz *GII* [\$/t SO₂]

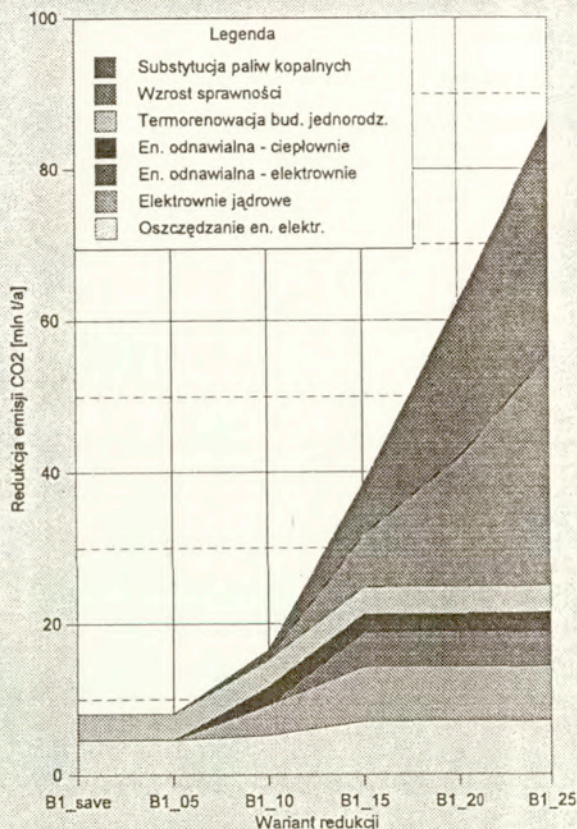
Rok	Stopień redukcji emisji CO ₂					
	Odn	5%	10%	15%	20%	25%
Scenariusz <i>GII</i>						
2010	1066	1052	1052	50	0	0
2015	195	88	79	0	0	0
Scenariusz <i>DII</i>						
2010	912	912	912	912	422	0
2015	112	79	79	79	0	0

Podane w tabl. 6.15. wartości wskazują na istotnie niższe koszty redukcji emisji SO₂ w roku 2015 w porównaniu z rokiem 2010. Jest to wynik istotny dla podejmowania decyzji odnośnie krajowej strategii redukcji emisji dwutlenku siarki. Dla scenariusza *GII* koszty marginalne redukcji emisji SO₂ spadają z ponad 1000 \$ na tonę SO₂ do zera przy 20 % redukcji emisji CO₂. Przy

niższym tempie rozwoju kraju bez specjalnych działań uzyskuje się 15 % redukcję emisję CO₂. Dlatego dopiero zmniejszanie emisji poniżej tego poziomu powoduje zmiany wielkości i struktury zużycia paliw, a pośrednio także emisji SO₂. W wariantcie 25 % redukcji emisji CO₂ scenariusza *DII* zmiany te są na tyle duże, że powodują równoczesne zmniejszenie emisji SO₂ poniżej pułapu ustalonego w *II Protokole siarkowym* (zerowe koszty marginalne redukcji emisji SO₂).

6.4.5. Przedsięwzięcia redukcji emisji CO₂

W poprzednich punktach omówione zostały zagadnienia dotyczące przyszłych emisji CO₂ oraz potencjalnych możliwości i kosztów ich zmniejszenia. Redukcja emisji dokonywana jest w modelu przez zmiany optymalnej struktury technologii produkcyjnych oraz realizację przedsięwzięć oszczędzania energii. W modelu optymalizacyjnym ocena efektów zastosowania pojedynczej technologii nie zawsze jest łatwa, gdyż efekt jej wprowadzenia zależy m.in. od tego w miejsce jakiej technologii jest wprowadzana. Mimo tych trudności dokonano oszacowania udziału najważniejszych grup



Rys. 6.8. Redukcja emisji CO₂ wg typów przedsięwzięć w 2010 r., scenariusz *B1*

przedsięwzięć w zmniejszeniu emisji CO₂ dla roku 2010 i różnych wariantów redukcji scenariusza *BI*. Wyniki przedstawiono na rys. 6.8. Efekt redukcji powodowany realizacją przedsięwzięć oszczędzania energii został wyliczony jako skutek równoczesnego zmniejszenia produkcji energii elektrycznej lub ciepła. Redukcja emisji powodowana wprowadzeniem elektrowni jądrowych oraz wykorzystaniem zasobów energii odnawialnej została oszacowana przez porównanie z zastępczą elektrownią lub ciepłownią o średnich wskaźnikach emisyjnych.

Pokazane na rys. 6.8 efekty redukcji, wynikające z substytucji paliw kopalnych i wzrostu ogólnej efektywności wykorzystania paliw kopalnych, dotyczą stosunkowo szerokiej grupy działań, które polegają na zastępowaniu tańszych technologii energetycznych technologiami droższymi lecz o wyższych sprawnościach i zużywających paliwa o mniejszych jednostkowych emisjach CO₂. Przykładem może tu być zastępowanie elektrowni węglowych przez elektrownie gazowo - parowe opalane gazem ziemnym. W takim przypadku zmniejszenie emisji CO₂ powodowane jest zarówno przez wzrost sprawności energetycznej jak i przez zmniejszenie jednostkowego wskaźnika emisji ze spalania równoważnej energetycznie ilości paliwa. Inne tego typu przedsięwzięcia mogą dotyczyć zwiększenia skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepła (wzrost sprawności), zamiany kotłów węglowych w budynkach jednorodzinnych kotłami gazowymi (wzrost sprawności i substytucja), wykorzystania szczytowych kotłów gazowych w ciepłowniach komunalnych itp.

Przy interpretacji wykresu należy też pamiętać, że przedstawione tam wielkości pokazują zmniejszenie emisji względem wielkości określonych dla wariantu odniesienia (*BI_odn*). Wariant ten uwzględnia w sposób zdeterminowany realizację wielu przedsięwzięć proefektywnościowych w zakresie uznanym za niezależny od działań na rzecz ograniczania emisji CO₂. Tak więc prezentowane na rys. 6.8 wielkości dotyczą jedynie dodatkowych opłacalnych przedsięwzięć oszczędzania energii, których nie uwzględniono w wariancie odniesienia.

Kolejność wprowadzania poszczególnych przedsięwzięć w miarę zwiększania wymagań odnośnie redukcji emisji CO₂ pokazuje ich uszeregowanie ze względu na jednostkowe koszty redukcji emisji. Większa część przedsięwzięć oszczędzania energii elektrycznej i termorenowacji budynków realizowana jest już w wariancie bez ograniczeń emisji CO₂, co świadczy, że są one tańsze niż odpowiednie opcje podażowe. Następne w kolejności przedsięwzięcia, które są realizowane dla osiągnięcia 10 % redukcji emisji to budowa nowych elektrowni jądrowych, wykorzystanie technologii produkcji ciepła z form energii odnawialnej i w niewielkim zakresie

także wzrost sprawności i substytucja paliw kopalnych. Wprowadzenie wymagania 15 % redukcji emisji CO₂ uzasadnia już budowę elektrowni wodnych Kaskady Dolnej Wisły i dokonanie istotnych zmian struktury technologii wykorzystujących paliwa kopalne. Dalsze zmniejszanie emisji dokonuje się prawie wyłącznie dzięki zmianie struktury zużycia paliw kopalnych i zwiększaniu sprawności ich wykorzystania po wyczerpaniu potencjałów wcześniej zrealizowanych, innych możliwości, w tym wykorzystania elektrowni jądrowych.

Jak wynika z wykresu, oszczędzanie energii elektrycznej i ciepła, wykorzystanie źródeł energii odnawialnej oraz paliwa jądrowego pozwala na zmniejszenie emisji CO₂ o ok. 26 mln t/a w 2010 r. Natomiast wykorzystanie nowoczesnych, wysokosprawnych technologii spalania paliw kopalnych, przede wszystkim gazowych daje możliwość dalszego ograniczenia rocznych emisji w tym samym roku o ok. 60 mln t/a.

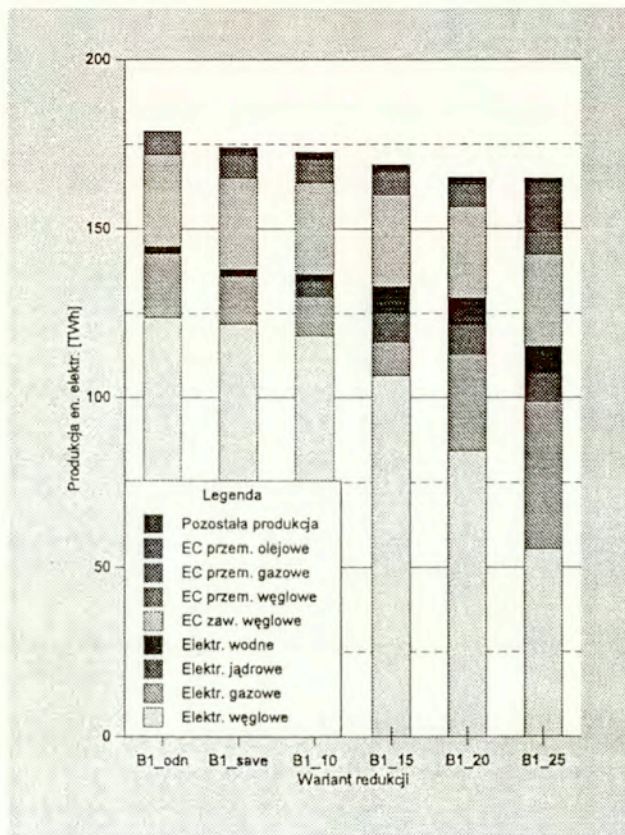
Stosunkowo wysokie koszty redukcji emisji CO₂, dokonywanej przez zmiany technologii wykorzystujących paliwa kopalne, wynikają z włączenia do obliczeń modelowych technologii modernizacji elektrowni zawodowych, których parametry opracowano w ramach programu rozwoju elektroenergetyki zawodowej (Kwiatkowski i in. 1994). Modernizacje te są znacznie tańsze od budowy nowych obiektów energetycznych, jednak ich realizacja powoduje utrzymanie węglowej struktury paliwowej w elektroenergetyce zawodowej. Zmniejszenie emisji CO₂ w tym obszarze wymaga rezygnacji z modernizacji technologii węglowych i zastąpienia ich technologiami wykorzystującymi gaz ziemny, co przy niższych kosztach modernizacji jest bardzo kosztowne.

Tablica 6.16. Struktura wytwarzania energii elektrycznej, scenariusz *B1* (bez redukcji emisji CO₂) [TWh]

Grupa technologii	1993	1995	2000	2005	2010	2015
Elektrownie zaw. węglowe	107,11	108,50	117,56	126,60	123,76	141,93
Elektrownie zaw. gazowe	0,00	1,58	1,88	4,88	18,88	20,29
Elektorociepł. zaw. węglowe	14,08	15,06	16,98	20,32	27,22	28,63
Elektrociepł. przem. węglowe	6,64	6,67	5,92	6,84	6,84	6,85
Elektrociepł. przem. gazowe	0,28	0,19	0,14	0,12	0,11	0,09
Elektrociepł. przem. olejowe	1,09	1,18	0,79	0,68	0,59	0,50
Pozostała produkcja	2,51	2,81	3,35	3,45	3,51	3,68
Razem	131,70	136,00	146,60	162,90	180,90	202,0

Z wyników przedstawionych w rozdz. 6.4.1 wynika, że największego zmniejszenia emisji CO₂ dokonać można w sektorze elektroenergetycznym. Wymaga to jednak zmian struktury technologii produkcyjnych, których głębokość zależy od poziomu założonych emisji docelowych. W tabl. 6.16 przedstawiono strukturę produkcji energii elektrycznej w wariantcie B1_odn bez wymaganej redukcji emisji CO₂.

Na rys. 6.9 pokazano jak zmienia się poziom i struktura produkcji energii elektrycznej w roku 2010 w wyniku wprowadzanych ograniczeń na emisję CO₂. Konieczność zmniejszenia emisji CO₂ zwiększa atrakcyjność przedsięwzięć mających na celu wzrost efektywności użytkowania energii elektrycznej. Ich realizacja pociąga za sobą zmniejszenie zużycia energii. Efekt ten jest widoczny na rys. 6.9 w postaci zmniejszenia łącznej wielkości produkcji. Jest ono wynikiem realizacji przedsięwzięć oszczędzania energii. Ich efekt to zmniejszenie zużycia wynoszące od ok. 6 TWh/a w wariantcie B1_save do ok. 15



Rys. 6.9. Struktura technologii produkcji energii elektrycznej w 2010 r. w różnych wariantach redukcji, scenariusz B1

TWh/a w wariantcie 25 % redukcji emisji CO₂ w stosunku do wariantu odniesienia. Wykorzystanie elektrowni jądrowych staje się opłacalne już w wariantcie 10 % redukcji emisji CO₂. W wariantcie 15 % redukcji elektrownie jądrowe i wodne są już wykorzystane w pełnym dopuszczonym zakresie. Dalsze zmniejszenie emisji dokonuje się głównie dzięki zastępowaniu elektrowni węglowych nowymi elektrowniami gazowo - parowymi na gaz ziemny. Przy 25 % redukcji emisji

następuje wzrost produkcji energii elektrycznej w elektrociepłowniach przemysłowych opalanych gazem ziemnym i olejem opałowym.

6.4.6. Efekty wprowadzenia podatku węglowego

Jak wynika z przedstawionych wyników, optymalne strategie redukcji dwutlenku węgla obejmują zestaw różnorodnych przedsięwzięć technologicznych. Realizacja większości z nich jest w obecnych warunkach nieopłacalna. Dla ich uruchomienia konieczne byłoby wprowadzenie nowych rozwiązań prawnych bądź ekonomicznych. Regulacje prawne służą do wymuszenia określonych działań na drodze administracyjno - prawnej. Instrumenty ekonomiczne natomiast, stwarzają dodatkowe bodźce ekonomiczne zachęcające do realizacji potrzebnych działań. Podatek węglowy, należący do tej drugiej grupy instrumentów, uważany jest za jeden z najbardziej odpowiednich środków do stymulacji działań na rzecz redukcji emisji CO₂. Jego istotną zaletą jest łatwość zastosowania i przejrzystość takiego rozwiązania, co powoduje, że jego wprowadzenie może być przedmiotem międzynarodowych uzgodnień i kontroli. Mechanizm działania podatku węglowego polega na zmianie relacji cenowych paliw o różnej zawartości węgla. Powoduje to z kolei zmiany relacji kosztów produkcji technologii energetycznych wykorzystujących różne paliwa, np. większą atrakcyjność ciepłowni opalanych gazem w porównaniu do ciepłowni węglowych. Głębokość zmian tego typu relacji kosztowych oraz będąca ich efektem redukcja emisji CO₂ zależą głównie od wysokości podatku.

Dla oceny wpływu podatku węglowego na wielkość emisji CO₂ i strukturę technologiczną i paliwową systemu energetycznego wykonano przy pomocy modelu EFOM-PL dodatkowe obliczenia. Wykorzystano w nich rozszerzenia modelu omówione w rozdz. 5.7.1. W tabl. 6.17 przedstawiono zmniejszenie emisji CO₂ będące efektem wprowadzenia podatku węglowego o różnej wysokości. Dla zachowania zgodności z wariantami redukcji emisji CO₂ podano wyniki obejmujące pełny zakres kosztowo - efektywnych przedsięwzięć oszczędzania energii. Analizę tą przeprowadzono w oparciu o założenia *Górnego* scenariusza makroekonomicznego (por. tabl. 6.5 - scenariusz *GM*). Prezentowane wyniki zostały uzyskane przy wprowadzaniu podatku węglowego w pełnej podanej wysokości od roku 2010. Dla roku 2005 zadawana była wartość o połowę niższa, analogicznie jak w wariantach z ograniczeniami na emisje w skali kraju.

Tablica 6.17. Poziom emisji CO₂ dla różnej wysokości podatku węglowego (scenariusz *GM*, optymalny zakres oszczędzania energii) [mln t/a]

Wysokość podatku węglowego		1993	1995	2000	2005	2010	2015
\$/t CO ₂	\$/tpu węgla kam.						
0	0	370	384	399	414	423	444
10	27	370	384	399	412	415	418
20	55	370	384	399	410	407	405
30	82	370	384	399	406	400	403
40	110	370	384	399	403	379	398
50	137	370	384	399	400	372	378

Przedstawione wyniki wskazują, że zmniejszenie emisji poniżej 400 mln t/a od roku 2010 wymaga wprowadzenia podatku węglowego obciążającego każdą tonę umowną węgla kamiennego (tpu = 29,3 GJ) dodatkową opłatą w wysokości ok. 80 - 100 \$. Oznacza to 2-3 krotny wzrost średniej ceny węgla dla odbiorców. Przedstawione wyniki obrazują dużą bezwładność polskiego systemu energetycznego, przejawiającą się w niewielkich zmianach struktury paliwowej i wielkości emisji w odpowiedzi na silne bodźce ekonomiczne.

Wprowadzenie podatku węglowego, oprócz zmian wielkości emisji CO₂, powoduje przede wszystkim zmiany struktury technologii produkcyjnych i struktury zużycia paliw. Z braku miejsca zagadnienie to nie będzie tu omówione. Przykład takiej analizy można znaleźć w referacie (Jankowski i in. 1996), gdzie przedstawiono m.in. ocenę wpływu podatku węglowego na przewidywaną wielkość popytu na paliwa węglowe w kraju.

Przedstawione wyniki obrazujące skutki wprowadzenia podatku węglowego wymagają weryfikacji i uściślenia w dalszych pracach. Wynika to z następujących przyczyn:

- obliczenia uwzględniają zmiany struktury i poziomu zużycia paliw u odbiorców końcowych w wyniku wprowadzenia podatku węglowego jedynie w takim stopniu, w jakim technologie użytkowania energii podlegają optymalizacji w modelu. Technologie te nie uwzględniają wszystkich możliwości zmniejszenia zapotrzebowania, w tym również i zmian w strukturze gospodarki i w stylu życia indukowanych przez zmiany cen paliw i energii;
- w krótkim okresie istniejąca struktura technologiczna i paliwowa utrudnia szybkie zmniejszenie emisji, efekt długookresowy może być jednak bardziej znaczący.

Wymienione czynniki powodować mogą pewne niedoszacowanie zmniejszenia emisji w

wyniku wprowadzenia podatku węglowego. Dokładniejsza ocena skutków wprowadzenia podatku węglowego na rozwój systemu energetycznego, szczególnie w dłuższym horyzoncie czasowym, wymaga pogłębienia analiz sfery końcowego użytkowania energii.

Niezwykle istotna dla tego zagadnienia jest także ocena skutków wprowadzenia podatku węglowego na całą gospodarkę. Wprowadzenie podatku węglowego wpływa na zwiększenie kosztów energii i może powodować zmiany struktury wytwarzania produktu krajowego. Z drugiej strony podatek węglowy stanowi źródło dochodu dla budżetu lub funduszy celowych i skutki jego wprowadzenia dla gospodarki zależą w dużym stopniu od sposobu ich powtórnego wykorzystania. Do analizy tych zagadnień potrzebny jest zastosowanie odpowiedniego modelu makroekonomicznego. Zagadnienie to wykracza poza ramy niniejszej pracy.

6.4.7. Wpływ redukcji emisji CO₂ na koszty marginalne energii elektrycznej

Wprowadzone do modelu rozszerzenia (por. rozdz. 5.7.4) pozwalają na analizę kosztów marginalnych produkcji i dostaw energii elektrycznej dla różnych grup odbiorców w różnych scenariuszach rozwoju systemu. Koszty marginalne określają wzrost łącznych kosztów produkcji, przesyłu i rozdziału energii elektrycznej do danej grupy odbiorców na skutek wzrostu zużycia energii w tej grupie odbiorców. Analizy kosztów marginalnych są szczególnie przydatne przy projektowaniu przyszłych cenników energii elektrycznej, zarówno w odniesieniu do wysokości cen jak i ich struktury taryfowej. Pozwalają także ocenić w jakim stopniu rozważane decyzje (dotyczące np. wymagań ekologicznych) wpłyną na ceny energii elektrycznej dla odbiorców. Wyniki obliczeń modelowych opisujące koszty marginalne dostaw energii elektrycznej dla głównych grup odbiorców i różnych napięć odbioru przedstawiono w tabl. 6.18. Zostały one wyliczone dla wariantu odniesienia scenariusza *G1*. Przedstawione wartości obejmują koszty wytwarzania energii elektrycznej oraz koszty przesyłu i rozdziału. Koszty produkcji rozbite zostały na koszty stałe i zmienne, co powoduje zróżnicowanie kosztów energii dla różnych grup odbiorców na tym samym napięciu na skutek różnic rozkładu obciążenia. Koszty przesyłu i rozdziału wyrażone zostały na jednostkę przesłanej energii zgodnie z wartościami podanymi w tabl. 5.12. Wyliczono je z uwzględnieniem przewidywanych nakładów inwestycyjnych na modernizację i rozwój sieci elektroenergetycznych oraz dla przewidywanych warunków eksploatacji tych sieci. Koszty przesyłu i rozdziału są więc zróżnicowane jedynie ze względu na poziom napięcia odbioru.

Tablica 6.18 Koszty marginalne energii elektrycznej dla różnych grup odbiorców, scenariusz *GI* (bez ograniczeń emisji CO₂) [tys zł/kWh]

Sektor	Napięcie odbioru	1993	1995	2000	2005	2010	2015
Przemysł	wysokie	0,41	0,64	0,75	0,98	1,03	1,05
	średnie	0,49	0,77	0,93	1,21	1,28	1,27
	niskie	0,76	1,14	1,44	1,77	1,85	1,85
Gospodarstwa domowe	niskie	0,76	1,22	1,52	1,79	1,84	1,85
Handel i Usługi	średnie	0,49	0,79	0,95	1,19	1,24	1,26
	niskie	0,75	1,06	1,34	1,61	1,67	1,68

Charakterystyczną cechą przedstawionych wartości jest niski koszt marginalny w początkowych dwóch podokresach. Jest to spowodowane obecną nadwyżką mocy w systemie elektroenergetycznym. Wzrost zużycia energii elektrycznej powoduje jedynie zwiększenie kosztów paliwowych i kosztów zmiennych, bez zmiany kosztów stałych. Znacznie wyższe koszty marginalne od 2000 r. odzwierciedlają koszty energii elektrycznej z modernizowanych istniejących elektrowni systemowych, a także - po roku 2005 - z nowo budowanych obiektów.

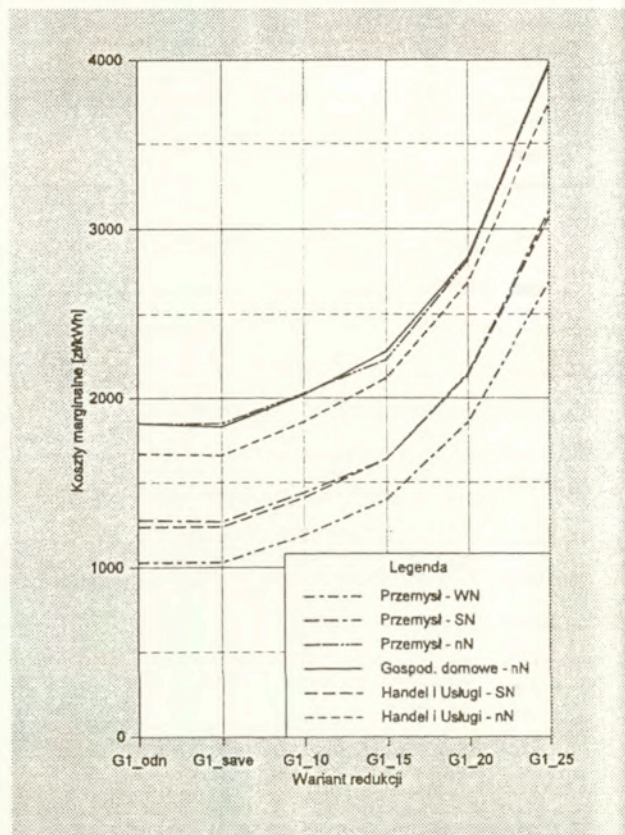
Uzyskane wyniki wskazują na znaczne zróżnicowanie kosztów energii na różnych napięciach odbioru. W przypadku przemysłu koszt dostarczenia energii na wysokim napięciu stanowi w 2010 r. 56 %, a na średnim napięciu 65 % kosztu dostaw energii na niskich napięciach. Różnice te powodowane są wysokimi kosztami rozdziału energii elektrycznej, przede wszystkim na niskich napięciach oraz stratami sieciowymi, które są największe w liniach niskiego napięcia.

Na podstawie uzyskanych wyników można sformułować sugestie dotyczące górnego pułapu ekonomicznie uzasadnionych cen energii elektrycznej w przyszłości. Ceny te z uwzględnieniem 22 % podatku VAT nie powinny po 2010 r. przekroczyć 2300 zł/kWh dla odbiorców bytowych, 1550 zł/kWh na średnich napięciach i 1600 zł/kWh dla odbiorców na wysokich napięciach. W przeliczeniu na centy USA stanowi to odpowiednio 12,5 c/kWh, 8,5 c/kWh i 7 c/kWh. Obecne propozycje cenowe np. (Soliński 1994, por. także omówienie różnych propozycji taryfowych w: Chyrczakowski i in. 1995) są nieco niższe od tych wartości. Jest to zrozumiałe gdyż są one oparte na prognozach kosztów średnich. Przy wprowadzeniu bardziej rynkowych warunków

funkcjonowania sektora elektroenergetycznego ceny energii zbliżyć się jednak będą do kosztów marginalnych.

Realizacja wymagań dotyczących redukcji emisji CO₂ w sektorze elektroenergetycznym powoduje zwiększenie kosztów marginalnych. W tym przypadku wzrost zużycia energii elektrycznej pociąga za sobą nie tylko dodatkowe koszty produkcji i dostaw energii, ale także koszty zmniejszenia emisji CO₂ towarzyszącej tej dodatkowej produkcji. Zmiany kosztów marginalnych energii

elektrycznej powodowane rosnącymi wymaganiami redukcji emisji CO₂ przedstawiono na rys. 6.10 dla 2010 r. i scenariusza G1. Przy 10 % redukcji emisji następuje niewielki lecz zauważalny ok. 10 % wzrost kosztów marginalnych (te wyższe koszty dotyczą głównie elektrowni jądrowych i wodnych). Przy 15 % redukcji koszty marginalne są w stosunku do wariantu odniesienia wyższe o ok. 20 %, a w wariantcie 20 % redukcji - o ok. 50 %. Tak duży wzrost kosztów wynika z wyczerpania możliwości redukcji emisji w elektrowniach jądrowych i wodnych i konieczności sięgania po droższe opcje ograniczania emisji CO₂, polegające na



Rys. 6.10. Koszty marginalne energii elektrycznej w 2010 r. dla różnych grup odbiorców i różnych poziomów redukcji emisji CO₂, scenariusz G1

wymianie istniejących elektrowni węglowych nowymi elektrowniami parowo - gazowymi na gaz ziemny. Koszty marginalne określają także próg opłacalności dla przedsięwzięć oszczędzania

energii. Wyższe ich wartości zwiększają potencjał kosztowo - efektywnych przedsięwzięć oszczędzania energii. Daje to w efekcie szersze wykorzystanie tych przedsięwzięć w modelu, co przedstawiono w rozdz. 6.4.5 (por. też rys. 6.9).

6.4.8. Analiza zagadnienia emisji metanu z sieci gazowniczych

Jednym z ważniejszych kierunków działań mających na celu zmniejszenie emisji dwutlenku węgla, a w konsekwencji ograniczenie efektu cieplarnianego jest substytucja paliw węglowych gazem ziemnym. Głównym składnikiem tego paliwa jest metan, który jest gazem o znacznie wyższym niż dwutlenek węgla tzw. potencjale cieplarnianym. Ocena atrakcyjności szerszego wykorzystania gazu ziemnego z punktu widzenia problemu ocieplenia klimatu w dużym stopniu zależy jednak od wielkości ulotu tego gazu z sieci przesyłowych i dystrybucyjnych.

Według statystyki energetycznej za lata 1993-1994 (GUS, 1995) przy globalnym zużyciu gazu ziemnego w Polsce (wysokometanowego i zaazotowanego łącznie) w wysokości 344,8 PJ w 1993 r. i 344 PJ w 1994 r. straty i różnice bilansowe wyniosły odpowiednio 25,7 PJ oraz 15,3 PJ, czyli 7,5 % i 4,4 % zużycia krajowego. Ze względu na brak szczegółowych danych, trudno obecnie dokładnie określić jaka część gazu z pozycji "straty i różnice bilansowe" ulatnia się do atmosfery, jaka jest używana na potrzeby własne lub w wyniku nielegalnych poborów, a jaka wynika z błędów pomiarów. W przeprowadzonych dotychczas inwentaryzacjach emisji gazów cieplarnianych przyjmowano za opracowaniem (Cofała, Klimont 1991) udział metanu dostającego się do atmosfery w wysokości ok. 50 % wykazywanych w statystyce "strat i różnic bilansowych". Analizy przeprowadzone w skali miasta wskazują jednak na możliwość występowania dużych strat gazu w sieciach rozdzielczych. Według opracowania (Energoprojekt 1995) straty w sieci rozdzielczej miasta Wrocławia w 1995 r. według oficjalnych danych wyniosły 12,6 %, a według szacunków Dolnośląskiego Okręgowego Zakładu Gazowniczego - 3,6 % dla gazu zaazotowanego oraz 6 % dla sieci rozprowadzających gaz wysokometanowy.

Straty przesyłu i dystrybucji gazu ziemnego już rzędu kilku procent mogą mieć istotny wpływ na możliwości i koszty ograniczenia emisji gazów cieplarnianych rozpatrywanych łącznie. Dla zbadania tego zagadnienia dokonano przy pomocy modelu EFOM-PL analizy zmian kosztów redukcji łącznych emisji dwutlenku węgla i metanu w zależności od wielkości ulotu metanu z sieci gazowniczych. W przeprowadzonych dodatkowych obliczeniach zakładano określony procent ulotu metanu z sieci gazowniczych w stosunku do całego zużycia krajowego. Zastosowane w tym

przypadku ograniczenia emisyjne dotyczyły łącznej emisji dwutlenku węgla i metanu, przy czym emisja metanu była w równaniach modelu przeliczana na równoważną pod względem potencjału cieplarnianego emisję dwutlenku węgla (por. rozdz. 5.7.3. i równ. 31).

Uwzględnienie emisji metanu z przesyłu i dystrybucji powoduje zwiększenie łącznej równoważnej emisji CO₂. Wielkość tych łącznych emisji dla różnych przyjętych wskaźników emisji metanu z przesyłu i dystrybucji (zakładano, że cały ulatniający się gaz dostaje się do atmosfery) przedstawiono w tabl. 6.19.

Tablica 6.19. Wpływ emisji metanu z przesyłu i dystrybucji na łączną wielkość emisji CO₂ i CH₄ (scenariusz *G1*) [mln t CO₂ ekw.^{*)}/a]

Emisja metanu z przesyłu i dystrybucji	1993	1995	2000	2005	2010	2015
0 %	370	386	404	420	433	456
1 %	371	388	407	423	437	460
3 %	375	392	411	428	444	468
5 %	378	396	415	433	451	476

^{*)} łączna emisja CO₂ i CH₄ przeliczona na równoważną emisję CO₂

Przyrost łącznej emisji CO₂ i CH₄ w stosunku do emisji samego dwutlenku węgla przy założeniu 5 % emisji z sieci gazowniczych wynosi od ok. 8 mln t/a w 1993 r. do ok. 20 mln t/a dla lat 2010 i 2015. Zwiększenie bezwzględnej wielkości emisji utrudnia osiągnięcie poziomu emisji założonego w wariantach redukcji. Uwzględnienie emisji metanu powoduje także zmniejszenie efektu substytucji paliw węglowych gazem ziemnym określanego jako zmniejszenie równoważnej emisji dwutlenku węgla. Obydwa wymienione zjawiska powodują wzrost kosztów redukcji emisji gazów cieplarnianych. Zmiany marginalnych kosztów redukcji równoważnej emisji CO₂ dla różnych wskaźników emisji metanu oraz dwóch wariantów redukcji emisji przedstawiono w tabl. 6.20.

Jak wynika z przytoczonych danych emisje metanu już rzędu 1-2 % powodują znaczący wzrost kosztów redukcji potencjału cieplarnianego wyemitowanych gazów. Wyższe wskaźniki emisji prowadzą do dwu i trzykrotnego wzrostu kosztów redukcji emisji. Zmniejsza się także maksymalny, możliwy przy danym zestawie dostępnych przedsięwzięć poziom redukcji. Przy 5 % emisji metanu wynosi on już tylko ok. 15 % w porównaniu z 25 % redukcją emisji osiąganą przy zerowych emisjach metanu. Głównym tego powodem jest zmniejszenie efektu redukcji emisji

gazów cieplarnianych przy zastępowaniu węgla gazem ziemnym. Przy zerowych emisjach metanu zastąpienie 1 GJ węgla kamiennego tą samą pod względem energetycznym ilością gazu ziemnego powoduje zmniejszenie emisji CO₂ o wartość: 93,7 - 55 = 38,7 kg. Straty przesyłu i dystrybucji w wysokości 1 % powodują emisję metanu równoważną ok. 5 kg CO₂ ekw./GJ (przy założonej zawartości węgla w gazie: 15,3 kg C/GJ (FEWE, 1993) oraz wartości potencjału cieplarnianego: HP_{CH₄} = 25). Większe procentowo straty skutkują odpowiednio wyższymi emisjami. Uwzględnienie tych emisji w oczywisty sposób zmniejsza efektywność zamiany paliw węglowych gazem ziemnym jako środka ograniczenia potencjału cieplarnianego wyemitowanych łącznie gazów.

Tablica 6.20. Wpływ emisji metanu z przesyłu i dystrybucji na koszty marginalne redukcji łącznej emisji CO₂ i CH₄, (scenariusz *GI*) [\$/t CO₂ ekw.^{*)}]

Emisja metanu z przesyłu i dystrybucji	10 % redukcji **)			15 % redukcji **)		
	2005	2010	2015	2005	2010	2015
0 %	0	15	19	0	32	45
1 %	0	25	21	0	41	53
2 %	0	30	48	0	49	66
3 %	0	37	51	0	67	97
4 %	0	41	59	5	79	107
5 %	0	45	67	14	111	154

^{*)} łączna emisja CO₂ i CH₄, przeliczona na równoważną emisję CO₂

^{**)} redukcja emisji liczona w odniesieniu do emisji CO₂ z 1988 r. (454 mln t/a)

Dla ochrony klimatu ważne jest więc, by wzrost zużycia gazu ziemnego dokonywany był równocześnie ze zmniejszeniem emisji metanu z sieci gazowniczych. Sprzyjającym czynnikiem może być przewidywana sytuacja, gdy przyrost zużycia gazu dotyczyć będzie głównie obiektów elektroenergetyki i ciepłownictwa, do których gaz dostarczany jest sieciami wysokiego lub średniego ciśnienia o stosunkowo niskich stratach.

Przedstawione obliczenia mają charakter uzupełniający dla głównych badań dotyczących problemu redukcji emisji CO₂. Ze względu na niepewność danych dotyczących emisji pozostałych poza dwutlenkiem węgla gazów cieplarnianych, dotychczasowe porozumienia międzynarodowe dotyczyły głównie stabilizacji emisji CO₂. Opracowanie strategii redukcji łącznej emisji gazów cieplarnianych wymaga uwzględnienia wszystkich emisji także dla roku odniesienia (1988). Fakt

ten nie zmienia jednak ogólnego wydźwięku otrzymanych wyników. Dowodzą one dużego znaczenia problemu emisji metanu z sieci gazowniczych dla ewentualnych przyszłych zobowiązań Polski dotyczących redukcji łącznej emisji gazów cieplarnianych. Ważne są również emisje metanu towarzyszące wydobywaniu węgla, które nie były w tej pracy analizowane. Zagadnienia te wymagają przeprowadzenia bardziej obszernych analiz w przyszłości.

6.4.9. Porównanie potencjałów i kosztów redukcji emisji CO₂ w Polsce i w krajach Unii Europejskiej

Dla porównania sytuacji różnych krajów poniżej podano zestawienie wybranych wielkości uzyskanych w niniejszej pracy i w podobnych badaniach przeprowadzonych dla wszystkich krajów Unii Europejskiej w 1991 r. w ramach programu *CRASH*. Wyniki zaczerpnięto z raportu syntetycznego (CEC 1991), przygotowanego dla Komisji Europejskiej. W badaniach tych wykorzystany został model EFOM-ENV w wersji FORTRAN, a obliczenia wykonano przy częściowo ujednoczonych założeniach, np. odnośnie cen paliw w handlu międzynarodowym. W obliczeniach dla poszczególnych krajów dokonano ponadto szeregu założeń m.in. odnośnie dopuszczalnego rozwoju energetyki jądrowej, wielkości gazu z importu, maksymalnych potencjałów pozyskania energii odnawialnej. W większości studiów krajowych założono brak nowych obiektów energetyki jądrowej (Dania, Niemcy, Grecja, Włochy, Holandia, Portugalia). W innych dopuszczono ograniczony rozwój energetyki jądrowej, z wyjątkiem Francji, gdzie nie zastosowano w tym przypadku żadnych ograniczeń. Większość krajów (z wyjątkiem Grecji i Hiszpanii) przeprowadziło obliczenia przy braku ograniczeń na import gazu ziemnego. W tabl. 6.21 przedstawiono maksymalny stopień redukcji w roku 2010 możliwy do osiągnięcia na drodze technologicznej w krajach Unii i w Polsce. Podany w niej 29 % potencjał redukcji emisji dla Polski dotyczy scenariusza *B1* (scenariusz makroekonomiczny *Bazowy*, szerszy dostęp do gazu ziemnego, dopuszczona energetyka jądrowa). Jak wynika z porównania, jedynie Dania ma większe możliwości zmniejszenia emisji. Podobny do polskiego potencjał redukcji emisji CO₂ mają Niemcy i Wielka Brytania. W przypadku Portugalii oceniono, że najniższy możliwy do osiągnięcia poziom emisji w 2010 r. jest o 50 % wyższy niż w 1988 r.

Tablica 6.21. Maksymalny poziom redukcji emisji CO₂ w 2010 r. w krajach Unii Europejskiej i w Polsce.

Kraj	Maksymalny poziom redukcji w 2010r. w [%]
Belgia	-15
Dania	-40
Francja	-20
Niemcy	-30
Grecja	-10
Włochy	-11
Holandia	-6,5
Portugalia	+50
Hiszpania	-10
Wielka Brytania	-30
Polska	-29

Jednostkowe koszty redukcji emisji CO₂ zestawiono w tabl. 6.22 i tabl. 6.23, po przeliczeniu kosztów wyliczonych dla Polski po kursie 1ECU (90) = 1,2 \$ (93). Do porównań kosztowych wybrano wyniki scenariusza B2 (brak energetyki jądrowej, szerszy dostęp do gazu ziemnego) ze względu na podobne do przyjętych w większości krajów Unii Europejskiej założenia.

Tablica 6.22. Koszty marginalne redukcji emisji CO₂ w 2010 r. w Polsce i krajach Unii Europejskiej [ECU/t]

Kraj	Warianty redukcji CO ₂					
	Stabilizacja	5%	10%	15%	20%	30%
Belgia	15	15	39	290	-	-
Dania	0	0	6	n.a.	11	32
Francja	0	0	19	n.a.	43	-
Niemcy	0	0	15	18	43	138
Grecja	23	56	224	-	-	-
Włochy	22	112	413	-	-	-
Holandia	27	136	-	-	-	-
Portugalia	12	-	-	-	-	-
Hiszpania	18	143	1556	-	-	-
Wielka Brytania	0	0	12	n.a.	35	63
Polska	0	0	13	28	47,5	-

Tablica 6.23. Średnie koszty redukcji emisji CO₂ w 2010 r. w Polsce i krajach Unii Europejskiej [ECU/t]

Kraj	Warianty redukcji CO ₂					
	Stabilizacja	5%	10%	15%	20%	30%
Belgia	15	15	20	60	-	-
Dania	0	0	6	n.a.	9	14
Francja	0	0	19	n.a.	34	-
Niemcy	0	0	15	16	24	53
Grecja	23	25	36	-	-	-
Włochy	22	34	75	-	-	-
Holandia	27	49	-	-	-	-
Portugalia	14	-				
Hiszpania	18	29	137	-	-	-
Wielka Brytania	0	0	12	n.a.	27	42
Polska	0	0	7,5	20	28	-

Uzyskane wyniki dla Polski są zbliżone do kosztów dla Francji, Niemiec i Wielkiej Brytanii. Najniższe koszty redukcji ma Dania, która większość energii elektrycznej wytwarza w oparciu o węgiel kamienny importowany. W pozostałych krajach koszty redukcji emisji są wyższe niż w Polsce. Podobne wartości kosztów redukcji emisji CO₂ w krajach takich jak Niemcy, czy Wielka Brytania można tłumaczyć znaczącym udziałem węgla w produkcji energii elektrycznej i ciepła. W tych krajach znaczna część redukcji emisji dokonuje się, podobnie jak w Polsce, na skutek większego wykorzystania gazu ziemnego, szczególnie w elektroenergetyce.

6.5. Wnioski i rekomendacje

Przeprowadzone obliczenia symulacyjno - optymalizacyjne pozwalają na sformułowanie przedstawionych poniżej wniosków, dotyczących problemu decyzyjnego sformułowanego w rozdz. 5.1.

1. Utrzymanie obecnych trendów zmian energochłonności, stopniowe wprowadzanie kosztowo - efektywnych technologii gazowych oraz realizacja opłacalnych przedsięwzięć oszczędzania energii umożliwi do roku 2015 stabilizację krajowych emisji CO₂ na poziomie 1988 r. bez ponoszenia dodatkowych kosztów.

2. Spośród przebadanych czynników największy wpływ na przyszłe wielkości emisji CO₂ ma ogólne tempo rozwoju gospodarczego kraju. Emisje CO₂ w wariantach bez ograniczeń emisji dla różnych scenariuszy makroekonomicznych wynoszą w 2015 r.: 396 mln t/a (scenariusz *Dolny*), 450 mln t/a (*Bazowy*) i 456 mln t/a (*Górny*).

3. Osiągnięcie w perspektywie roku 2015 zmniejszenia emisji CO₂ w stosunku do roku 1988 przy szybszym tempie rozwoju kraju nie będzie możliwe bez poniesienia dodatkowych kosztów. Koszty te związane są z zastosowaniem droższych technologii i paliw o niższych emisjach CO₂, w tym technologii gazowych i elektrowni jądrowych. Wyniki przeprowadzonych analiz określają zarówno koszty zmniejszenia emisji, jak i niezbędne zmiany struktury zużycia paliw oraz zmiany technologii energetycznych w zależności od wymaganego docelowego poziomu emisji.

4. Przy szybkim tempie rozwoju kraju dostępne obecnie możliwości techniczne pozwalają na zmniejszenie krajowej emisji CO₂ w Polsce do roku 2015 maksymalnie o 25 - 30 % w porównaniu z emisją z 1988 r. W przypadku jednak, gdy plany budowy nowych gazociągów dla importu gazu ziemnego nie zostaną zrealizowane oraz nie będą budowane elektrownie jądrowe maksymalna możliwa redukcja zmniejsza się do ok. 15 %.

5. Wraz ze wzrostem docelowego poziomu redukcji szybko rosną koszty zmniejszenia emisji. Ich wysokość w dużej mierze zależy od ilości i ceny dostępnego gazu ziemnego z importu. Ograniczenie dostaw gazu ziemnego po umiarkowanej cenie na rynek krajowy powodują znaczny wzrost kosztów redukcji emisji.

6. Osiągnięcie 10 % redukcji emisji CO₂ do roku 2015 w ramach *Bazowego* scenariusza rozwoju kraju, przy szerokim dostępie do gazu ziemnego i wykorzystaniu energetyki jądrowej nie jest jeszcze bardzo kosztowne. Zwiększenie poziomu redukcji do 15 % powoduje już jednak wzrost kosztów redukcji o rząd wielkości. Roczne koszty zmniejszenia emisji w 2010 r. wynoszą w tych wariantach: 79 mln \$/a w wariantcie 10 % redukcji oraz 632 mln \$/a w wariantcie 15 % redukcji. Łączne koszty redukcji w okresie 2001 - 2015 wynoszą odpowiednio: ok. 850 mln \$ (10 % redukcji) i 8160 mln \$ (15 % redukcji).

Średnie roczne koszty zmniejszenia emisji CO₂ w wariantcie 15 % redukcji, wynoszące w latach 2005 - 2010 ok. 500 - 600 mln \$/a, są zbliżone do rocznych kosztów spełnienia wymagań

II Protokołu siarkowego w zakresie emisji SO_2 . W przeciwieństwie jednak do emisji siarkowych, koszty ograniczania emisji CO_2 znacząco rosną w następnych latach.

7. Realizacja rozważanych strategii redukcji emisji CO_2 powoduje równoczesne istotne zmniejszenie emisji SO_2 , a także - w mniejszym stopniu - zmniejszenie emisji NO_x . Stanowi to istotną dodatkową korzyść z realizacji tych strategii.

8. Spośród rozważanych możliwości najbardziej opłacalne przedsięwzięcia o znacznych potencjałach redukcji emisji CO_2 to w kolejności:

- przedsięwzięcia oszczędzania energii elektrycznej i ciepła,
- budowa nowych elektrowni gazowych, a następnie jądrowych i wodnych,
- zwiększenie produkcji skojarzonej w istniejących elektrociepłowniach i ciepłowniach zawodowych,
- szersze wykorzystanie gazu ziemnego w ciepłowniach przemysłowych i w budynkach jednorodzinnych do ogrzewania pomieszczeń.

9. Szczególnie ważną opcję stanowią rozpoznane i uwzględnione w obliczeniach przedsięwzięcia oszczędzania energii, gdyż szereg z nich jest tańszych od odpowiednich opcji podażowych. Ich realizacja powoduje więc zmniejszenie całkowitych kosztów zaspokojenia potrzeb energetycznych. Przedsięwzięcia te dotyczą głównie oszczędzania energii elektrycznej oraz termorenowacji budynków.

10. Zmniejszenie emisji CO_2 można osiągnąć przez wprowadzenie podatku węglowego. Jednak osiągnięcie zmniejszenia emisji poniżej pułapu 400 mln t/a wymaga zastosowania podatku w wysokości przekraczającej 100 \$/tpu (tpu = 29,3 GJ) węgla kamiennego. Podatek tej wysokości powoduje 2 - 3 krotny wzrost cen węgla dla odbiorców oraz nieco mniejszy wzrost cen innych paliw, co może nie zyskać społecznej akceptacji. Ocena wpływu zastosowania tego instrumentu na gospodarkę krajową wymaga zastosowania odpowiedniego modelu makroekonomicznego.

11. Redukcja emisji CO_2 powodować będzie wzrost cen energii elektrycznej. Przy założonym ograniczonym wykorzystaniu energetyki jądrowej osiągnięcie 10 %, 15 % i 20 % redukcji emisji

CO₂ prowadzi do wzrostu cen energii elektrycznej odpowiednio o ok. 10 %, 20 % i 50 %, w stosunku do sytuacji braku ograniczeń emisji.

12. Dla możliwości dotrzymania ewentualnych przyszłych zobowiązań dotyczących ograniczenia emisji wszystkich gazów cieplarnianych, w tym także metanu, istotną rolę odgrywa ulot metanu z sieci gazowniczych. Emisje ulatniającego się metanu już rzędu 1-2 % istotnie podrażają koszty redukcji łącznej emisji gazów cieplarnianych. W przypadku negocjowania zobowiązań dotyczących wszystkich gazów cieplarnianych niezbędne jest przeprowadzenie bardziej szczegółowej analizy tego zagadnienia w Polsce.

13. Porównanie uzyskanych wyników dla Polski z wynikami podobnych badań dla krajów Unii Europejskiej pokazuje, że zarówno maksymalne możliwe redukcje, jak i koszty redukcji w Polsce są zbliżone do kosztów takich krajów jak Niemcy i Wielka Brytania. Tańsze możliwości redukcji posiada jedynie Dania, w innych krajach koszty redukcji są wyższe, a możliwości redukcji - mniejsze. Trzeba jednak pamiętać, że produkt krajowy na osobę w tych krajach jest 2 - 3 krotnie wyższy niż w Polsce.

7. Podsumowanie

W wyniku wykonanej pracy powstał model EFOM-PL do badań rozwoju systemu energetycznego w skali kraju w 20 - 25 letniej perspektywie czasowej. Do opracowania tego modelu wykorzystane zostało oprogramowanie EFOM-ENV, które następnie przez autora zostało rozwinięte i dostosowane do potrzeb opisu polskiego systemu energetycznego.

Nowy model w szczególności nadaje się do opracowania optymalnych strategii redukcji emisji gazów cieplarnianych, a także zanieczyszczeń atmosfery o zasięgu lokalnym lub regionalnym - pyłów, SO_2 i NO_x . Podstawowym zastosowaniem modelu powinno być wspomaganie wypracowania i realizacji polityki energetycznej w skali kraju, a w szczególności koordynacja i optymalizacja programów rozwojowych poszczególnych sektorów np. górnictwa, gazownictwa i elektroenergetyki z uwzględnieniem wymagań środowiskowych. Model nadaje się także do analiz w skali jednej lub kilku branż, a także - po niezbędnym dostosowaniu - może być zastosowany do optymalizacji rozwoju systemów energetycznych w skali lokalnej lub regionalnej.

Opracowane narzędzie stanowi kolejną generację modeli do badań krajowego systemu energetycznego. W stosunku do modeli wcześniej wykorzystywanych w kraju charakteryzuje się lepszym odwzorowaniem systemu energetycznego oraz szerszymi możliwościami badawczymi. Istotne nowe cechy tego narzędzia stanowią:

- jawne odwzorowanie struktury przepływów nośników energii w systemie energetycznym,
- odwzorowanie zarówno strony podażowej jak i popytowej,
- wydzielenie w modelu dwóch poziomów - technologii i procesu, co pozwala m.in. na głębszą analizę zagadnień substytucji paliw,
- konsekwentne wydzielenie technologii transportu, przesyłu i dystrybucji nośników energii,
- odwzorowanie sezonowych i dobowych zmian produkcji i zużycia energii elektrycznej i ciepła, odwzorowanie czterostrefowej krzywej obciążenia dla tych nośników,
- bardziej wiarygodne wyliczenie niezbędnych przyrostów mocy w systemie,
- wyliczanie w modelu optymalnych wskaźników wykorzystania mocy,
- lepsze odwzorowanie przedsięwzięć modernizacyjnych, możliwość optymalizacji strategii modernizacji obiektów istniejących,
- lepsze odwzorowanie technologii ochronnych, które uwzględnią m.in. relacje pomiędzy mocami technologii ochronnych w obiektach przed i po modernizacji,

- wbudowane procedury do analizy kosztów marginalnych energii elektrycznej i ciepła,
- możliwość analizy strategii redukcji łącznej emisji gazów cieplarnianych,
- możliwość symulacji wprowadzenia podatku węglowego i opłat za emisje SO_2 i NO_x .

Wymienione powyżej własności modelu obejmują wprowadzone przez autora rozszerzenia opisane w rozdz. 5.7. Dodatkowo model umożliwia przeprowadzenie obliczeń dla zmiennej długości i liczby podokresów, zmiennej wysokości stopy dyskontowej, wprowadzonych ograniczeń inwestycyjnych i przy różnych kombinacjach ograniczeń emisyjnych. Pozwala także na automatyzację obliczeń dla różnych wariantów redukcji emisji zanieczyszczeń.

Dokładniejsze odwzorowanie systemu wymagało przygotowania części zupełnie nowych danych opisujących strukturę systemu energetycznego, przepływy nośników energii, charakterystyki technologii modelowych i założenia scenariuszowe. Dane te zostały zebrane, opracowane, zweryfikowane i dostosowane dla potrzeb modelu przez zespół pracowników ZPE IPPT PAN przy udziale grup ekspertów i dużym wkładzie autora. Umożliwiło to przeprowadzenie obszernych badań perspektyw rozwoju krajowego systemu energetycznego. Badania te zrealizowano za pomocą zestawu modeli obejmującego dwa modele symulacyjne (MINI-STRUK i PROSK-E) oraz nowo opracowany model optymalizacyjny EFOM-PL.

Uzasadnieniem pierwszej tezy rozprawy, sformułowanej w rozdz. 2, są własności modelu EFOM-PL wynikające z zastosowanych rozwiązań metodycznych oraz wyniki prac wykonanych przy pomocy tego modelu. Odwzorowanie w modelu istotnych powiązań wewnątrzsystemowych jak i powiązań systemu energetycznego z systemami otoczenia ułatwia zrozumienie zależności pomiędzy różnymi zagadnieniami (jak np. kosztami energii, poziomem emisji zanieczyszczeń, strukturą paliwową, saldem w handlu zagranicznym paliwami i energią) oraz pozwala na wszechstronną ocenę konsekwencji podejmowanych decyzji. Uwzględnienie dynamicznych powiązań zwrotnych w modelu umożliwia ocenę wpływu przyszłych warunków na kształt optymalnych rozwiązań w okresie wcześniejszym (np. wprowadzenie podatku węglowego w przyszłości wpływa na efektywność ekonomiczną podejmowanych wcześniej inwestycji energetycznych). Sformułowanie algorytmu obliczeniowego jako zadania optymalizacyjnego daje duże możliwości badawcze. Wyniki obliczeń pozwalają na formułowanie rekomendacji dotyczących optymalnych sposobów realizacji określonych celów polityki energetycznej i

ekologicznej (Rada Ministrów 1991), np. ograniczenia emisji zanieczyszczeń, dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego itp. Cele polityki energetyczno - ekologicznej zadawane mogą być w modelu jako wartości parametrów ograniczeń modelu, co umożliwia symulację wpływu niektórych rozwiązań prawnych i ekonomicznych na rozwój systemu energetycznego. Taka analiza pozwala np. dostosować stopień wymagań ekologicznych do możliwości technicznych, ekonomicznych i finansowych przedsiębiorstw sektora energetycznego oraz poziomu zamożności polskiego społeczeństwa. Model optymalizacyjny zawiera także elementy symulacji wprowadzane poprzez różnego rodzaju ograniczenia dotyczące zmiennych modelu. Umożliwia to wykorzystanie w badaniach krajowych wyników bardziej szczegółowych analiz sektorowych, co zwiększa wiarygodność wyników. Elastyczność modelu oraz opracowanego przez autora specjalnego oprogramowania do weryfikacji danych oraz analizy wyników poszerzają możliwości zastosowania modelu oraz stanowią o jego dużej efektywności jako narzędzia badawczego.

Wprowadzone do modelu rozszerzenia uzasadniają także drugą część pierwszej tezy pracy. Zwiększają możliwy zakres analiz problematyki redukcji emisji zanieczyszczeń atmosfery z systemu energetycznego ze szczególnym uwzględnieniem ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. Model umożliwia m.in. wypracowanie strategii łącznych redukcji emisji CO₂ i innych gazów cieplarnianych, analizę powiązań z redukcją innych zanieczyszczeń atmosfery oraz symulację zastosowania instrumentów ekonomicznych w polityce środowiskowej na szczeblu całego kraju.

Wymienione zalety modelu EFOM-PL znalazły potwierdzenie w dotychczas przeprowadzonych pracach wykorzystujących ten model. Prace te dotyczyły zarówno analiz na szczeblu krajowym jak i badanie pojedynczej branży. Wyniki pierwszego etapu badań problemu redukcji emisji dwutlenku węgla, wykonane przy pomocy modelu EFOM-PL, stanowią istotny wkład do opracowanej dla rządu polskiego krajowej strategii redukcji emisji gazów cieplarnianych (Sadowski i in. 1996). Poszerzona analiza tego zagadnienia przedstawiona w niniejszej pracy dostarcza nowych danych, które mogą być wykorzystane do formułowania stanowiska strony polskiej w dalszych międzynarodowych negocjacjach na rzecz ochrony klimatu.

Przeprowadzone szerokie badania modelowe posłużyły również do opracowania długoterminowej prognozy zapotrzebowania na gaz ziemny (Bojarski, Jankowski 1996) oraz na paliwa węglowe (Jankowski i in. 1996). Przewidywane wielkości popytu na gaz ziemny w opracowanej prognozie, istotnie różne od prognozy Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa (PGNiG), zostały ostatnio oficjalnie zaakceptowane przez Ministerstwo Przemysłu.

Opracowane narzędzie badawcze zostało również zastosowane do analiz w skali pojedynczej branży (dokonanej jednak z perspektywy całego systemu krajowego). Po wykonaniu niezbędnych zmian w odwzorowaniu systemu (dokładniejsze odwzorowanie podsystemu elektroenergetycznego, przy bardziej zagregowanym zamodelowaniu innych podsystemów) model EFOM-PL został wykorzystany - jako element składowy zestawu modeli - do opracowania prognozy popytu na energię elektryczną. Wyniki tej pracy przedstawione w kilku obszernych raportach (np. Bojarski i in. 1996) zostały pozytywnie ocenione zarówno przez środowiska naukowe jak i przez praktyków gospodarczych. Opracowana prognoza została oficjalnie przyjęta przez PSE SA jako podstawa opracowania programu rozwoju systemu elektroenergetycznego w tzw. drugiej pętli planistycznej (Janiczek 1996).

Uzasadnieniem tezy o możliwości stabilizacji emisji CO₂ do roku 2015 na poziomie emisji z 1988 r. są wyniki uzyskane przy pomocy opracowanego modelu. Dla określenia przyszłych emisji CO₂ wykonano obliczenia dla różnych możliwych scenariuszy rozwoju gospodarki krajowej, dwóch wariantów zaopatrzenia kraju w gaz ziemny oraz sytuacji dopuszczenia lub braku akceptacji dla energetyki jądrowej. Dokonano także analizy efektywności kosztowej przedsięwzięć oszczędzania energii elektrycznej i termorenowacji budynków jednorodzinnych, które mogą być realizowane przez końcowych użytkowników jako alternatywa dla zwiększonych zakupów nośników energii. Spośród ponad dziesięciu wariantów obliczeniowych jedynie w dwóch (*GI_odn* i *GII_odn*) wystąpiły niewielkie przekroczenia poziomu emisji CO₂ z roku 1988 w końcowych latach okresu badania (por. tabl. 6.7). W tych scenariuszach możliwe jest zmniejszenie emisji dwutlenku węgla w całym badanym okresie poniżej pułapu roku 1988 przez realizację kosztowo - efektywnych przedsięwzięć oszczędzania energii. Działania takie nie spowodują zwiększenia łącznych kosztów zaspokojenia potrzeb energetycznych kraju.

Pomimo dokonanego postępu w zakresie modelowania rozwoju systemu energetycznego i jego wpływu na środowisko potrzebne są dalsze prace nad rozwojem opracowanego w ramach niniejszej pracy modelu, jak i szerzej - nad rozwojem zestawu narzędzi badawczych do wspomaganiania decyzji z zakresu zarządzania gospodarką energetyczną w skali kraju, branży, czy regionu. W badaniach dotyczących skali kraju konieczne jest dokonanie postępu w dwóch kierunkach:

1. Poszerzenie możliwości badawczych modeli w zakresie analizy zwrotnych powiązań systemu energetycznego z gospodarką krajową, systemem społecznym, systemem finansowym i systemem środowiska naturalnego.
2. Opracowanie narzędzi do analiz decyzyjnych, ułatwiających ocenę różnych strategii rozwoju systemu i przejście od wielowariantowych wyników obliczeniowych do użytecznych rekomendacji.

Wychodząc z powyższych ogólnych sugestii można wskazać następujące kierunki dalszego rozwoju opracowanego modelu:

- powiązanie modelu EFOM-PL z tworzonym obecnie polskim modelem równowagi ogólnej,
- opracowanie współpracującego z modelem EFOM-PL programu do poszerzonych analiz finansowych w skali poszczególnych branż,
- poszerzenie analiz czułości optymalnego rozwiązania na zmiany parametrów wejściowych zadania programowania liniowego,
- opracowanie przyjaznego dla użytkownika oprogramowania do pełnej kontroli danych, obliczeń, analizy i prezentacji wyników.

Potrzebne jest także lepsze powiązanie badań na szczeblu krajowym z badaniami perspektyw rozwoju poszczególnych branż. Badania na szczeblu krajowym powinny wykorzystywać dane oraz wyniki analiz przeprowadzonych na poziomie branż. Przykładem takich badań są studia rozwojowe sektora elektroenergetycznego realizowane w PSE SA przy pomocy modelu IPM. Opracowane nowe narzędzia badawcze (np. Suwała 1995) umożliwiają także przeprowadzenie szerokich badań perspektyw rozwoju polskiego górnictwa. Sprzężenie badań krajowych z badaniami w skali branż zapewnia z jednej strony spójność danych wykorzystywanych w różnych pracach, z drugiej natomiast pozwala na weryfikację programów branżowych przez ich konfrontację i uspoźnienie w modelu całego systemu krajowego. Model krajowy pozwala też na określenie optymalnej sektorowej alokacji wymagań obowiązujących w skali całego kraju, jak np. wymaganych redukcji krajowych emisji dwutlenku węgla lub tlenków siarki, co nie jest możliwe w badaniach o węższym zakresie. Wyniki takich obliczeń stanowić powinny następnie ramy dla badań branżowych w kolejnej pętli iteracyjnej.

Literatura

- Alcamo J., Shaw R., Hordijk L. (1990):
The RAINS Model of Acidification: Science and Strategies in Europe. Kluwer Academic Publishers, 1990.
- Amann M., Cofała J., Dörfler P. (1994):
Estimating Emission Control Costs for Economies in Transition. Paper prepared for the UN/ECE Workshop on Restructuring Energy Systems, Prague, December 1994.
- Amann M., Cofała J. (1995):
Scenarios of future acidification in Asia: explanatory calculations. [in:] Hordijk et al. (eds.) *RAINS-Asia: An Assessment Model for Acid Rains in Asia*. Wageningen Agricultural University, 1995.
- Van Arkel W., Grajwoda Z., Klimont Z., Nowakowski J. (1993):
Task Force on Integrated Energy and Environmental Planning. Volume IV: Verification and extension of the Polish energy and environmental data base. ECN, Petten, 1993.
- Balandynowicz H.W., Schmid G., Lis T., Klimont Z., Voss A. (1994):
Carbon Emissions Reduction - Case study for Poland. IER Stuttgart, May 1994.
- Beaver R. (1993):
Structural comparison of the models in EMF 12. Energy Policy, March 1993.
- Bergman L. (1988):
Energy Policy Modelling: a Survey of General Equilibrium Approaches. [in:] Journal of Policy Modelling, Vol. 10(3).
- Bernas S. (1982):
Systemy elektroenergetyczne. WNT, Warszawa, 1982.
- Bertalanffy L. (1976):
Historia rozwoju i status ogólnej teorii systemów. [w:] Ogólna teoria systemów. pod red. J. Klira, WNT, Warszawa 1976.
- Bibrowski Z. - redakcja (1983):
Energochłonność skumulowana. PWN. Warszawa, 1983.
- Bibrowski Z. (1989):
Zużycie energii pierwotnej na zaspokojenie podstawowych społecznych potrzeb finalnych. Analiza energetyczna i prognoza. [w:] Scenariuszowe badania przyszłości energetycznej i gospodarczej Polski do roku 2010. Wyd. IPPT PAN, Warszawa, 1989.
- Bibrowski Z. (1991):
Systemowe ujęcie Kompleksu Paliwowo - Energetycznego. [w:] Bibrowski Z. i inni: Analiza systemowa perspektyw energetyki polskiej. (książka przygotowana do druku w 1991 r. lecz nie wydana). ZPE IPPT PAN, Warszawa, 1991.
- Blitzer C., Eckhaus R., Lahiri S., Meeraus A. (1990):
Growth and Welfare Losses from Carbon Emissions: A General Equilibrium Analysis for Egypt. Center for Economic Policy Research, Massachusetts Institute for Technology, Cambridge, MA, 1990.
- Bojarski W., Cofała J. (1977):
Gospodarka Energetyczna jako dyscyplina naukowa. Prace IPPT nr 8/1977, Warszawa, 1977.
- Bojarski W. (1979):
Podstawy metodyczne oceny efektywności w systemach energetycznych. Ossolineum, Wrocław 1979.
- Bojarski W. (1983):
Zintegrowany system paliwowo - energetyczny kraju. [w:] Podstawowe Problemy Współczesnej techniki. Tom XXIII Energetyka. PWN, Warszawa 1983.

- Bojarski W. (1984):
Podstawy analizy i inżynierii systemów. PWN, Warszawa, 1984.
- Bojarski W., Cofała J. (1989):
Programowanie rozwoju Kompleksu Paliwowo - Energetycznego w powiązaniu z przebudową struktury gospodarki kraju. [w:] Scenariuszowe badania przyszłości energetycznej i gospodarczej Polski do roku 2010. Wyd. IPPT PAN, Warszawa, 1989.
- Bojarski W., Chyrczakowski S., Cofała J., Jankowski B., Niemyski M., Parczewski Z., Umer A. (1992): *Polityka energetyczna Polski i zarys programu do roku 2010*. Ministerstwo Przemysłu i Handlu, Warszawa, 1992.
- Bojarski W., Chyrczakowski S., Cofała J., Jankowski B., Niemyski M., Parczewski Z., Umer A. (1993): *Polityka energetyczna Polski i zarys programu do roku 2010*. Wersja uaktualniona i poszerzona. Ministerstwo Przemysłu i Handlu, Warszawa, 1993.
- Bojarski W., Chyrczakowski S., Gryza P., Jankowski B., Niemyski M., Senczek S., Umer A. (1996): *Wstępna prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną w kraju do roku 2020 z orientacyjnymi bilansami mocy*. Opracowanie Praca wykonana na zlec. Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA, ZPE IPPT PAN, Warszawa, luty 1996.
- Bojarski W., Jankowski B. (1996):
Zapotrzebowanie kraju na gaz oraz zabezpieczenie dostaw do 2010 roku. Gospodarka Paliwami i Energią 11/1996.
- Van den Broek M., Van Oostvoorn F., Van Harmelen T., Van Arkel W. (1992):
The EC Energy and Environmental Model EFOM-ENV Specified in GAMS. The Case of the Netherlands. ECN, Petten, 1992.
- Brown I. (1994):
Finansowanie oszczędzania energii. Fundacja Energetyka Polska, Warszawa, 1994.
- Buehring W.A., Hamilton B.P., Guziel K.A. i in. (1994):
ENPEP: An Integrated Approach For Modelling Energy Related Systems. Decision and Information Sciences Division, Argonne National Laboratory, Argonne, September 1994.
- Capros P., Karadeloglou P., Nicoletti G. Oliveira-Martins (1990):
Empirical Assessment of Macroeconometric and CGE Approaches in Policy Modelling.; Journal of Policy Modelling, 12/3 1990.
- Capros P., Mantzos L. (1994):
The MIDAS Energy System Analysis Model (Version 3.0). [in:] (Hake i in. 1994).
- CEC (1990):
The Greenhouse Effect and its Implications for the European Community. Commission of the European Communities, Report EUR 12707, 1990.
- CEC (1991):
Cost - Effectiveness Analysis of CO₂ Reduction Options. Synthesis Report. CO₂ Study - "CRASH" Programme. Report for the Commission of The European Communities (CEC) Directorate General XII. Prepared by COHERENCE (Belgium), May 1991.
- Chyrczakowski S., Bojarski W., Gryza P., Jankowski B., Niemyski M., Senczek S., Umer A. (1995): *Wariantowe prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną w kraju z uwzględnieniem konkurencyjności innych nośników i zasad DSM wraz z opracowaniem bazy danych o technologiach racjonalizacji użytkowania energii. Etap I, II, III*. Praca wykonana na zlec. PSE SA. ZPE IPPT PAN, Warszawa, wrzesień 1995.
- CIE (1993):
Bilans energetyczny Polski w układzie statystyki OECD, EUROSTAT i ONZ. Centrum Informatyki Energetyki. Warszawa, 1993.

- CIE (1994):
Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 1993. Centrum Informatyki Energetyki, Warszawa, 1994.
- Cofała J. (1983):
Krajowy model optymalizacji pozyskania, przetwarzania i użytkowania energii. [w:] Podstawowe problemy współczesnej techniki, tom XXIII: Energetyka, PWN Warszawa 1983.
- Cofała J. (1984):
Metodyka i zestaw modeli do badań średnioterminowego rozwoju krajowego systemu paliwowo-energetycznego. Praca habilitacyjna. Prace IPPT PAN nr 31/84, Warszawa, 1984.
- Cofała J., Bojarski W., Parczewski Z. (1989a):
Badania krajowego systemu energetyczno-ekologicznego. [w:] Scenariuszowe badania przyszłości energetycznej i gospodarczej Polski do roku 2010. Materiały konferencji w Jabłonnej 19-21 czerwiec 1989. Wyd. IPPT PAN, Warszawa, 1989.
- Cofała J., Ostromięcki K. (1989b):
Badania scenariuszowe zmiany makrostruktury gospodarczej kraju do roku 2010. [w:] Scenariuszowe badania przyszłości energetycznej i gospodarczej Polski do roku 2010. Materiały konferencji w Jabłonnej 19-21 czerwiec 1989. Wyd. IPPT PAN, Warszawa, 1989.
- Cofała J., Parczewski Z., Balandynowicz H., Umer A. (1991):
Badanie wpływu zmian cen paliw i energii na gospodarkę kraju. Gospodarka Paliwami i Energia 9/1991.
- Cofała J., Klimont Z. (1991):
Poland Emissions of Greenhouse Gases From Energy-Related Activities. 1988 inventory and scenarios for the future. Praca wykonana na zlec. MOŚZNiL. ZPE IPPT PAN, Warsaw, September, 1991.
- Cofała J., Parczewski Z. (1992):
Scenariusze rozwoju krajowego systemu energetycznego w powiązaniu z rozwojem gospodarczym i ochroną środowiska. Metoda budowy oraz przykładowe zastosowania. Archiwum Energetyki Nr 3-4, 1992.
- Cofała J. (1993):
Przegląd prac badawczych w projekcie IIASA dotyczącym transgranicznych przepływów zanieczyszczeń powietrza. [w:] Analiza systemowa i jej zastosowania. IBS PAN, Warszawa, 1993.
- Cofała J., Bates R., Toman M. (1994):
Alternative Policies for the Control of Air Pollution in Poland. Washington D.C. 20433, World Bank Environment Paper Number 7, March 1994
- Cofała J. (1996):
Metody oceny i prognozy transgranicznego zanieczyszczenia powietrza oraz implikacje dla Polski. [w:] Nowe metody kompleksowych badań systemów energetyczno-środowiskowych. Materiały z konferencji w Jabłonnej 18 - 19 kwietnia 1996. Wyd. IPPT PAN. Warszawa, 1996.
- Conrad K., Wang J. (1994):
Tradable CO2 Emission Permits versus CO2 Taxes: Economic Impacts and Costs by Industry - An Applied General Equilibrium Analysis for West-Germany. [in:] (Hake i in. 1994).
- Czarkowski M., Kiczko J., Bruździak J., Machnik Z. (1994):
Masterplan rozwoju gospodarki skojarzonej w Polsce. Tom 1 i 2. Energoprojekt, Warszawa, luty 1994.
- Dean A., Hoeller P. (1992):
Costs of Reducing CO2 Emissions: Evidence from Six Global Models. Working Papers No. 122, OECD Economic Department, Paris, 1992.
- Decaluwe B. Martens A. (1988):
CGE Modelling and Developing Economies: A Concise Empirical Survey of 73 Applications to 26 Countries. [in:] Journal of Policy Modelling, Vol. 10(3).

Dene Ch. (1995):

Repowering with FBC. Life Extension Trade-offs with New Installations in an Environmentally Conscious Society. Materiały Regional Environmental Cooperation Conference for the CENTREL Countries. Warszawa, czerwiec 1995.
US Energy Association, Washington D. C. 1995.

Duda M. (1995):

Sytuacja obecna i prognozy zaopatrzenia Polski w energię na tle Unii Europejskiej i Świata. Załącznik do założeń polityki energetycznej Polski do 2010 roku. [w:] Materiały trzeciej konferencji "Racjonalizacja użytkowania energii i środowiska". Szczyrk, 16-18 października, 1995.

EcoPlan/IIASA (1989):

Natural Gas Prospects: Alternative Policy Scenarios for Europe. Ecoplan, Paris, 1989.

Energoprojekt (1996):

Program Energetyczny Wrocławia. Część I. Bilans energetyczny oraz analiza opłacalności gospodarowania mocą i energią wraz z analizą skażeń środowiska. Energoprojekt, Warszawa, czerwiec 1996.

FEWE (1992):

Uwarunkowania inwentaryzacji emisji i wychwytu gazów cieplarnianych w Polsce w 1988 roku. Case Study of Greenhouse Gas Emissions in Poland. Fundacja na Rzecz Efektywnego Wykorzystania Energii, Warszawa, 1992.

FEWE (1995):

Inwentaryzacja emisji gazów cieplarnianych w Polsce w 1992 r. Fundacja na Rzecz Efektywnego Wykorzystania Energii, Warszawa, 1995.

Fishbone L.G., Giesen G., Goldstein G. et al (1983):

User's Guide For MARKAL (BNL/KFA VERSION 2.0). A Multi-Period Linear-Programming Model For Energy Systems Analysis. IEA Energy Technology Systems Analysis Project, New York/USA - Julich/Germany, July 1983.

Gass S. I. (1963):

Prognozowanie liniowe. Metody i zastosowania. PWN, Warszawa, 1963.

Gipe P. (1991):

Wind energy comes of age. California and Denmark, [in:] Energy Policy, Vol. 19, No 8, Oct. 1991.

Goldstein G.A. (1991):

PC MARKAL and the MARKAL Users Support System (MUSS). User's Guide. Brookhaven National Laboratory, Upton, New York, April 1991.

Goldstein G.A. (1994):

MARKAL-MACRO: An Advanced Policy Assessment Tool. Brookhaven National Laboratory, Upton, New York, 1994.

Goldstein G.A., Hill D. (1995a):

Getting started with PC-MARKAL and the MARKAL User's Support System. Energy Technology Systems Analysis Programme of the International Energy Agency. April/May 1995.

Goldstein G.A. (1995b):

MARKAL-MACRO: A Methodology For Informed Energy, Economy and Environmental Decision Making. Brookhaven National Laboratory, Upton, New York, May 1995.

GUS (1985):

Klasyfikacja gospodarki narodowej. Główny Urząd Statystyczny, Warszawa, 1985.

GUS (1994a):

Europejska klasyfikacja działalności. Ośrodek Badawczo - Rozwojowy Statystyki, Główny Urząd Statystyczny, Warszawa, 1994.

GUS (1994b):

Gospodarka Paliwowo - Energetyczna w latach 1992 - 1993. Główny Urząd Statystyczny, Warszawa, 1994.

GUS (1994c):

Statystyka elektroenergetyki Polskiej 1993. Centrum Informatyki Energetyki, Warszawa, 1994.

GUS (1995):

Gospodarka Paliwowo - Energetyczna w latach 1993 - 1994. Główny Urząd Statystyczny. Warszawa 1995.

Hake J. -F., Kleemann M., Kuckshinrichs W., Martinsen D., Walbeck M. (redakcja) (1994):

Advanced in Systems Analysis: Modelling Energy - Related Emissions on a National and Global Level. Konferenzen Des Forschungszentrums Jülich, Band 15. Forschungszentrums Jülich GmbH, 1994.

Hake J. -F., Kleemann M., Kuckshinrichs W. (1994a):

Modelling of Energy-Related Emissions on National and Global Level. An Overview of Selected Approaches. [in:] (Hake i in. 1994).

Hamilton B. P., Cirillo R.R., Buehring W. A. (1992):

ENPEP: An Integrated Approach to Energy Planning. International Symposium on Energy, Environment, and Information Management, Argonne National Laboratory, Argonne, September 15-18, 1992.

Hamilton L.D., Goldstein G.A., Lee J., Marne A.S. et al. (1992):

MARKAL-MACRO: An Overview. Brookhaven National Laboratory, Upton, New York, November 1992.

Heirwegh T., Jadot P. (1980a):

Energy data handbook (Damocles). Part I: Definitions and instructions. (in 2 volumes). Commission of the European Communities, Brussels, 1980.

Heirwegh T., Jadot P. (1980b):

Energy data handbook (Damocles). Part II: Descriptions. (in 2 volumes). Commission of the European Communities, Brussels, 1980.

Hille E., van Leeuwen M., van der Linden N.H., Niemyski M., Pellekaan W., Szukalski S., Umer A., Velthuisen J.W. (1993):

The Netherlands - Poland Task Force on Integrated Energy and Environmental Planning. Volume II: Integrated Economy-Energy-Environment Policy in Poland; A computable General Equilibrium Modelling Approach. ECN Petten, 1993.

Hollins G., Kram T., Yasukawa S., Hill D. (1995):

Global Warming Abatement: the Technology Envelope. Paper presented at the 16th Congress of the World Energy Council in Tokyo, Japan, October 8-13, 1995.

ICF (1994):

ICF's Integrated Planning Model. Reference Manual Version 6.0. ICF, 1994.

IIASA (1987):

IIASA Task Force Meeting on Input-Output Modelling. Proceedings of the Sixth IIASA Task Meeting on Input-Output Modelling held in Warsaw, Poland, December 16-18. Springer Verlag, New York, 1987.

IEA (1991):

The New World of PC-MARKAL. IEA ETSAP News, IEA, No 4 April 1991.

IEA (1992):

Climate Change Policy Initiatives. International Energy Agency, OECD/IEA, 1992

IEA (1995):

Polityka Energetyczna Polska. Przegląd sytuacji w 1994 roku. Międzynarodowa Agencja Energii. OECD/ IEA, 1995.

IEA (1995a):

Energy Policies of IEA Countries. 1994 Review. IEA OECD, Paris, 1995.

- IEA, (1995b):
Polityka energetyczna. Polska. Przegląd sytuacji w 1994 r. OECD, IEA, 1995.
- IPCC (1990):
Climate Change, the Scientific Assessment. Cambridge University Press, Cambridge, 1990.
- IPCC (1993):
The IPCC Technology Characterization Inventory. Phase II Report. Volume I. Office of Domestic and International Energy Policy. United States Department of Energy. June 1993.
- IPCC (1995):
IPCC Second Assessment Climate Change 1995. WMO, UNEP, 1995.
- Janiczek R. S. (1992)
Eksploatacja elektrowni parowych. WNT. Warszawa, 1992.
- Janiczek R. (1996):
Zintegrowany program rozwoju (ZPR) - 2: założenia i dane wejściowe. Biuletyn miesięczny Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA, nr 7/1996.
- Jankowski B., Pellekaan W., Winter J. (1993):
The Netherlands - Poland Task Force on Integrated Energy and Environmental Planning. Volume III: A comparison of the energy models DORSEK, ENPEP, EFOM. ECN Petten, November 1993.
- Jankowski B., Senczek S., Klimont Z., Chyrczakowski S. (1993):
Ochrona środowiska w państwowej polityce energetycznej. Wyd. IPPT PAN, Warszawa, 1993.
- Jankowski B., Umer A., Gryza P. (1995):
Strategie redukcji CO₂ dla Polski do roku 2010. Raport końcowy z prac wykonanych w ramach grantu KBN nr 9S600301304. Warszawa, grudzień 1995.
- Jankowski B., Umer A., Niemyski M., Gryza P. (1996):
Uwarunkowania zmian popytu krajowego na węgiel kamienny na tle prognoz potrzeb energetycznych kraju w perspektywie średni- i długookresowej. Materiały z X Konferencji z cyklu: Zagadnienia surowców energetycznych w gospodarce krajowej. CPPGSMiE PAN, Zakopane, październik 1996.
- Jankowski B. (1996):
Implementacja zachodnioeuropejskiego pakietu EFOM-ENV/GAMS w Polsce i jego wykorzystanie w badaniach energetyczno - środowiskowych. [w:] Nowe metody kompleksowych badań systemów energetyczno - środowiskowych. Materiały z konferencji w Jabłonnie 18 - 19 kwietnia 1996.
- Jánosi P.E., Nakićenović N., Amann M., Strzepek K. (1994):
Global Energy Supply and Demand and Their Environmental Effects. IIASA, Laxenburg, February 1994.
- Jusko M. J., Buehring W. A., Cirillo R.R. et al. (1987):
Energy and Power Evaluation Program (ENPEP) Documentation and User's Manual. Vol. 1,2. Argonne National Laboratory, Argonne, 1987.
- Kalstschmitt M., Wiese A. (1993):
Erneuerbare Energieträger in Deutschland. Potentiale und kosten. Springer Verlag, Berlin 1993.
- Klimont Z. (1992):
Analiza stanu i kierunków badań nad problemem emisji gazów szklarniowych. CIE, Wyd. IPPT PAN, Warszawa, 1992.
- Kowalik P. (1994):
Potencjalne możliwości energetycznego wykorzystania biomasy w Polsce. [w:] Gospodarka Paliwami i Energią 3/1994.
- Kram T. (1993):
National Energy Options For Reducing CO₂ Emissions, Volume I: The International Connection. A report of the Energy Technology Systems Analysis programme/Annex IV (1990 - 1993). ECN, Petten, December 1993.

- Kruijk H. (1994):
The EU Energy and Environmental Model EFOM-ENV Specified in GAMS. Model Description and User's Guide. ECN, Petten, 1994
- Krzyżanowski J. (1991):
Wybrane technologie energetyczne ze źródeł odnawialnych energii. Materiały z Seminarium Komitetu Problemów Energetyki PAN, Warszawa, wrzesień 1991.
- Kumanowski M., Kerner A. (1996):
Model ENPEP i jego implementacja w Polsce. [w:] Materiały konferencji: Nowe metody kompleksowych badań systemów energetyczno - środowiskowych. Jabłonna, 18 - 19 kwietnia 1996 r.
- Kwiatkowski M., Krochmalski R. (1995):
Studium rozwoju podsystemu wywarzania energii elektrycznej do 2020 r. Materiały Seminarium Komitetu Problemów Energetyki PAN i PSE SA., Jabłonna, luty 1995.
- Lee H., Oliveira-Martins J., van der Mensburgghe D. (1994):
Introduction to the GREEN Model. [in:] (Hake i in. 1994).
- Leeuwen M., Househam I., Velthuisen J.W. (1995):
Tutorials for Macro - Economic Modelling, Part I and II. EURIO A European Commission RTD Initiative. Amsterdam 1995.
- Lis T., Bałandynowicz H.W., Schmid G. (1992):
DBEFOM-JST. Users Guide. Institute for Energy Economics and the Rational Use of Energy (IER) Stuttgart, November 1992.
- Lis T. (1994):
Adaptacja i rozbudowa systemu zarządzania zadaniami o otwartej architekturze do współpracy z nową wersją modelu EFOM-ENV (Fortran). ZPE IPPT PAN, Warszawa, 1994.
- Lis T. (1995):
Poszerzenie możliwości badania wielkich systemów energetycznych przy zastosowaniu relacyjnych baz danych wejściowych i wyjściowych. ZPE IPPT PAN, Warszawa, 1995.
- Łukasik L., Wajda S. (1990):
Zbiór umów międzynarodowych Polski w dziedzinie ochrony środowiska. Instytut Ochrony Środowiska, Warszawa, 1990.
- Manne A., Mendelsohn R., Richels R. (1994):
MERGE - a Global Evaluation Regional and Global Effects of GHG Reduction Policies. [in:] (Hake 1994).
- Melo J. (1988):
Computable General Equilibrium Models for Trade Policy Analysis in Developing Countries: a Survey. [in:] Journal of Policy Modelling, Vol. 10(3).
- Messner S. (1984):
User's Guide for the Matrix Generator of MESSAGE II, Part 1 and 2: Model Description and Implementation Guide and Appendices. WP-84-72, IIASA, Laxenburg, Austria, 1984.
- Messner S. (1990):
Potential Effects of Emission Taxes on CO2 Emissions in OECD and LDC Countries. IIASA, December 1990.
- Messner S., Strubegger M. (1991):
User's Guide to CO2DB: The Technology Data Bank Version 1.0. IIASA, October 1991.
- Modelpol, (1993):
Model Study. Cost benefit analysis Connected With Air Protection in Polish Power Plants. Update of Verbund-Plan Document titled "Environmental Upgrading" and Cost-Benefit Analysis for Groups of Power plants. Modelpol Ltd, Warsaw, 1993.

MOŚZNiL (1990):

Rozporządzenie Ministerstwa Ochrony i Środowiska Zasobów Naturalnych i Leśnictwa (MOŚZNiL) z dnia 12 lutego 1990 r. w sprawie ochrony powietrza przed zanieczyszczeniem. Dziennik Ustaw RP, 1990 nr. 15.

MOŚZNiL (1994):

Raport Rządowy na I Konferencję Stron Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w Sprawie Zmian Klimatu. Ministerstwo Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa. Warszawa, 1994.

Mot S.E., Van den Noord P.J., Van der Stelt-Scheele D.D., Koning A.M. (1989):

Hermes - The Netherlands. Final Report on the Dutch Model. SEO, Amsterdam, The Netherlands, 1989.

Niemyski M., Parczewski Z., Senczek S. (1996):

Adaptacja modelu energetyczno - środowiskowego DORSEK-E do poszerzonych badań ekonomiczno - finansowych w warunkach rynkowych. [w:] Nowe metody kompleksowych badań systemów energetyczno - środowiskowych. Materiały z Konferencji w Jabłoncej 18-20 kwietnia 1996. Warszawa, 1996.

OECD (1991):

Estimation of Greenhouse Gas Emissions and Sinks. Final Report from OECD Experts Meeting, 18-1 February 1991. Prepared for Intergovernmental Panel on Climate Change. August 1991.

Orchard R.A. (1976):

O pewnym ujęciu ogólnej teorii systemów. [w:] Klir J. (red.): *Ogólna teoria systemów.* WNT, Warszawa, 1976.

Ostromięcki K. (1990):

Modelowanie rozwoju makroekonomicznego w powiązaniu z prognozowaniem krajowego systemu paliwowo - energetycznego. Praca doktorska. Uniwersytet Warszawski. Wydział Nauk Ekonomicznych. Warszawa, 1990.

Parczewski Z., Cofała J., Umer A., Mroczek T. (1990):

System informatyczny SPSEK-E do programowania rozwoju KPE z uwzględnieniem ograniczeń ekologicznych wraz z obliczeniami do programu rozwoju KPE do roku 2010. ZPE IPPT PAN, Warszawa, 1990.

Parczewski Z., Cofała J., Bojarski W., Umer A. (1991):

Kierunki rozwoju kompleksu paliwowo - energetycznego w Polsce i kształtowanie polityki energetycznej. Energetyka 3/1991.

Parczewski Z., A. Umer (1992):

Wariantowa analiza wpływu cen paliw i energii na ceny w sferze produkcji i w sferze konsumpcji na wzrost kosztów utrzymania oraz na zapotrzebowanie głównych rodzajów paliw i energii. Praca wykonana na zlecenie Departamentu Paliw Ministerstwa Przemysłu i Handlu. ZPE IPPT PAN, Warszawa, listopad 1992.

Parczewski Z., Umer A., Jankowski B., Senczek S. (1993):

Prognoza przemian gospodarki energetycznej kraju z uwzględnieniem implikacji ekologicznych i ekonomicznych. Energetyka 10/1993.

Parczewski Z., Cofała J., Umer A., Klimont Z. (1994a):

Analiza systemowa możliwości i skutków zastosowania wybranych instrumentów prawnych i ekonomicznych stymulujących redukcję zanieczyszczeń atmosfery w elektroenergetyce i ciepłownictwie. Etap I i II. Praca wykonana na zlecenie PSE SA, ZPE IPPT PAN, Warszawa, 1994.

Parczewski Z., Ogryczak B., Umer A., Bojarski W., Niemyski M. (1994b):

Przebudowa zestawu modeli SPSEK-E do warunków rynkowej transformacji gospodarki kraju. Etap I. ZPE IPPT PAN, Warszawa, 1994.

Parczewski Z., Bojarski W., Jankowski B. (1994c):

Wpływ zmian kosztów wydobycia węgla kamiennego i cen międzynarodowych paliw i energii na przewidywane bilanse energetyczne Polski. Gospodarka Paliwami i Energią, nr 11/1994.

PSE (1994):

Scenariusz Elementy i Główne Dane Wejściowe do Obliczeń Optimalizacyjnych z Pakietem WAsP III w ramach Wspólnego Planu PP/PPGC na Rozszerzenie Systemu Planowania Rozwoju Sieci Przekazywania Energii. Polish Grid Company, Warszawa, April 1994.

PSE (1995)

Wykresy obciążenia Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE). Krajowa Dyspozycja Mocy, Materiały udostępnione przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA, Warszawa, 1995.

PSE (1995):

Program redukcji emisji SO_2 w energetyce zawodowej. Polskie Sieci Elektroenergetyczne, Modelpol, Warszawa, grudzień 1995.

Rada Ministrów (1990):

Założenia Polityki Energetycznej RP na lata 2000 - 2010. Warszawa, 1990.

Rada Ministrów (1991):

Polityka ekologiczna państwa. (Przyjęta uchwałą Sejmu R.P. z dn. 10 maja 1991), Monitor Polski nr 18/1991 poz. 118.

Renz O., Haasis H.-D., Jattke A., Oder C., Russ P., Schoettle H., Wietchel M. (1994):

Development and Evaluation of Strategies for Emission Reduction with a Techno-Economic Energy Flow Optimization Model. [in:] (Hake i in. 1994).

Rogner H.-H. (1987a):

Dynamic Energy Complex Analysis for Metropolitan Regions. [in:] Anderson A., et al.: Dynamic Analysis of Spatial Development. Amsterdam, 1987.

Rogner H.-H. (1987b):

Energy in the World: the Present Situation and foreseeable Future. Invited paper, XVII. International Congress of Refrigeration, Vienna, August 24-29, 1987.

Russ P. (1993):

Cost - Effective Strategies for an Optimal Intertemporal Allocation of Carbon Dioxide Emission Reduction Measures. Global Warming Mitigation Strategies on a National Level for the Federal Republic of Germany. IIP, University of Karlsruhe, Karlsruhe, April 1993.

Sadowski M., Olecka A. (1993):

Efekt cieplarniany a zmiany klimatu. Przyczyny, skutki, zapobieganie i adaptacja społeczeństw do zmian. Państwowa Inspekcja Ochrony Środowiska, Biblioteka Monitoringu Środowiska, Warszawa, 1993.

Sadowski M. - redakcja (1996):

Strategie redukcji emisji gazów cieplarnianych i adaptacji Polskiej gospodarki do zmian klimatu. Studium Krajowe w sprawie zmian klimatu. Instytut Ochrony Środowiska, NFOŚiGW, Warszawa, 1996.

Sadowski W. (1978):

Podstawy ogólnej teorii systemów. Analiza logiczno - metodologiczna. PWN. Warszawa, 1978.

Sala A. (1991):

Podstawowe energetyczne zasoby odnawialne w gospodarce państwa. Część I i II. [w:]. Gospodarka Paliwami i Energią 5, 6/1991.

Schepers E., Kram T.:

Comparing MARKAL and MARKAL-MACRO for the Netherlands. ECN Policy Studies, Petten, the Netherlands, May 1994.

Sinko P. (1992):

Computable General Equilibrium Models in Econometrics: A Survey on Theoretical Foundations and Applications. IIASA. 1992.

- Soliński J., Bartoszewicz H., Jaskólski K., Narebska G. (1994):
Część ekonomiczna zaktualizowanego programu rozwoju systemu elektroenergetycznego do 2010 r. Etap I i II. Warszawa, grudzień 1994.
- Soliński (1994):
Projekt ścieżki cenowej dla podstawowych nośników energii. Instytut Energetyki. Warszawa, listopad 1994.
- Suwała W. (1995):
Badanie modelowe perspektyw górnictwa i rynku węgla kamiennego w Polsce. Praca habilitacyjna. CPPGSMiE PAN, Kraków, 1995.
- Szpunar C. B. (1992):
Air Toxic Emission from the Combustion of Coal: Identifying and Quantifying Hazardous Air Pollutants from U.S. Coals. Argonne National Laboratory, Argonne, Illinois, 1992.
- Thonet C. (1990):
Energy Supply EFOM-12C Modelling Package Addendum. Commission of the European Communities, Brussels, 1990.
- Tokarzewski J., Raczkowski J. (1994):
Aktualny stan i warunki rozwoju górnictwa naftowego i gazownictwa w Polsce. [w:] Problemy rozwoju gazownictwa w Polsce. Materiały Sesji Plenarnej Komitetu Problemów Energetyki PAN. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo. Jabłonna, wrzesień 1994.
- Tokarzewski J., Bednarski R. (1995):
Perspektywy rozwoju gazownictwa w Polsce. Materiały Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa. Warszawa, 1995.
- Trzop S. (1996):
Przesyłanie i magazynowanie gazów ziemnych skroplonych (LNG). Rurociagi. Zeszyty Problemowe Polskiego Stowarzyszenia Budowniczych rurociągów, nr 2/1996.
- Twardy L., Rusak H. (1994):
Rachunek kosztów marginalnych w elektroenergetyce. Archiwum Energetyki, nr 1-2/1994.
- Tymiński J. i in. (1994):
Technologie stosowane w pozyskaniu energii odnawialnej w Polsce. Raport przejściowy zespołu SE-7 Studium Krajowego: "Strategie redukcji emisji gazów cieplarnianych i adaptacji Polskiej gospodarki do zmian klimatu." Warszawa, październik 1994.
- UN (1994):
Protocol to the 1979 Convention on long-term Transboundary Air Pollution on Further Reduction of Sulphur Emissions. United Nations, Geneva, Switzerland, 1994.
- Van der Voort E., Donni E., Thonet C., Bois D'Enhien E., Dechamps C., Guilmot J.F. (1985a):
Energy supply Modelling Package. Mathematical Description. Commission of the European Communities, Brussels, 1985
- Van der Voort E., Donni E., Thonet C., Bois D'Enhien E., Dechamps C., Guilmot J.F. (1985b):
Energy supply Modelling Package. User's Guide. Commission of the European Communities, Brussels, 1985
- Van der Voort E., Donni E., Thonet C., Bois D'Enhien E., Dechamps C., Guilmot J.F. (1985c):
Energy Supply Modelling Package. Programmer's Guide. Commission of the European Communities, Brussels, 1985
- Wene C.-O. (1995):
Energy - Economy Analysis: Linking the Macroeconomic and Systems - Engineering Approach. Energy Systems Technology Chalmers University of Technology Göteborg, Sweden, May 1995.

Wietschel M., Russ P., Haasis H. -D., Renz O. (1994):
Taxes as Instruments for Reducing Pollutant Emissions - Theoretical Rating and Problems of Realization. IIP, Karlsruhe, 1994.

Yamaji K. (1991):
Macro - Economic Effects of Policy Measures on Global Climate Change. IEA/OECD International Conference on Coal, the Environment and Development of technologies to Reduce Greenhouse Gas Emissions November 18-21 1991, Sydney, Australia.

Ybema J. R., van Ierland E. C. (1994):
Soft - Linking of an Energy Technology Model and an Econometric Dynamic Input - Output Model. [in:] (Hake i in. 1994).

Ziębik A. (1989):
Systemy Energetyczne. Skrypty uczelniane. Politechnika Śląska, Gliwice, 1989.

Zorychta K., Ogryczak W. (1981):
Programowanie liniowe i całkowitoliczbowe. WNT, Warszawa, 1981.

Zylicz T. (1992):
Uprawnienia zbywalne w praktyce ochrony środowiska. Materiały z seminarium Ministerstwa Ochrony Środowiska Zasobów Naturalnych i Leśnictwa, Warszawa, wrzesień 1992.

Zylicz T. (1993):
Cost - effectiveness of Air Pollution Abatement in Poland. [w:] Economic Instruments for Air Pollution Control, Proceedings Volume I, IIASA, Laxenburg, Austria, 1993.

Spis ekspertyz i opracowań szczegółowych

Chyrczakowski S. (1995):
Opracowanie technologii racjonalizacji użytkowania energii w budynkach indywidualnych. Część I i II. ZPE IPPT PAN, Warszawa, kwiecień 1995.

Chojna J. (1993):
Wariantowe prognozy cen rynku międzynarodowego paliw i energii do roku 2020. Praca wykonana na zlec. ZPE IPPT PAN, Warszawa, lipiec 1993.

Grochowski J. (1994):
Charakterystyki techniczno - ekonomiczne technologii ogrzewania pomieszczeń i ocieplania budynków wraz z prognozą ich rozwoju do roku 2020. Praca wykonana na zlec. ZPE IPPT PAN, Warszawa listopad 1994.

Gryza P. (1995):
Weryfikacja danych od ekspertów oraz przygotowanie charakterystyk technologii produkcji stali oraz transportu dla modelu EFOM. ZPE IPPT PAN, Warszawa 1995

Kowalik P. i in. (1991):
Opracowanie charakterystyk techniczno-ekonomicznych technologii odnawialnych źródeł energii w Polsce. Praca wykonana na zlec. ZPE IPPT PAN, Politechnika Gdańska, lipiec 1991.

Kulicki Z. (1994):
Charakterystyka techniczno-ekonomiczno-środowiskowa i ocena potencjału produkcyjnego dla wybranych, czystych technologii spalania w energetyce. Praca wykonana na zlec. ZPE IPPT PAN, Katowice, listopad 1994.

Kwestarz M., Marzec W. (1996):
Uwarunkowania techniczne i ekonomiczne zmniejszenia emisji zanieczyszczeń w ciepłownictwie. Praca wykonana na zlec. ZPE IPPT PAN, Warszawa, 1996.

- Lipowczan K., Foltys W. (1994):
Charakterystyki kosztowe i efektywność technologii racjonalizacji użytkowania energii.
Praca wykonana na zlec. ZPE IPPT PAN. Gliwice, październik 1994.
- Mańkowski S., Kwestarz M., Marzec W. (1995):
Opracowanie charakterystyk techniczno-ekonomiczno-środowiskowych technologii produkcji ciepła w sektorze komunalnym. Praca wykonana na zlec. ZPE IPPT PAN, Warszawa, czerwiec, 1995.
- Marecki J., Kamrat W., Augusiak A. (1994):
Opracowanie charakterystyk techniczno-ekonomicznych i środowiskowych technologii wytwarzania ciepła w źródłach przemysłowych i komunalnych. Etap I. Praca wykonana na zlec. ZPE IPPT PAN. Politechnika Gdańska, Gdańsk, marzec 1994.
- Menes E. z zesp. (1995):
Prognoza rozwoju transportu drogowego do roku 2020 z uwzględnieniem prognoz: pracy przewozowej, zaopatrzenia na energię, kosztów oraz oddziaływania na środowisko. Praca wykonana na zlec. ZPE IPPT PAN. ITS, Warszawa 1995
- Niemyski M. (1995):
Opracowanie wskaźników obciążenia grup odbiorców energii elektrycznej. ZPE IPPT PAN, Warszawa, 1995
- Rusińska T. (1995):
Analiza kosztów w transporcie kolejowym. Praca wykonana na zlec. ZPE IPPT PAN. OBET, Warszawa 1995
- Ziębik A. z zesp. (1994):
Ocena możliwości racjonalizacji energetycznej i opracowanie charakterystyk techniczno-ekonomiczno-środowiskowych technologii wytwarzania żelaza i stali. Praca wykonana na zlec. ZPE IPPT PAN. Politechnika Śląska, Gliwice, lipiec 1994.

Spis tablic

5.1. Lista nośników energii wyróżnionych w modelu EFOM-PL	61
5.2. Charakterystyka wyróżnionych w modelu stref czasowych	82
5.3. Rozkład zużycia energii elektrycznej na poziomy napięcia i strefy czasowe dla wyróżnionych grup odbiorców	84
5.4. Rozkład zaoszczędzonej energii na strefy czasowe dla wyróżnionych grup technologii oszczędzania energii elektrycznej (na podst. Niemyski 1995)	89
5.5. Wartości wskaźników emisji CO ₂ przyjęte dla głównych paliw krajowych	107
5.6. Maksymalne dostawy gazu ziemnego na rynek krajowy według kierunków dostaw	109
5.7. Maksymalne możliwości importu gazu ziemnego według kategorii cenowych	109
5.8. Zmiany sprawności i mocy wybranych technologii w wyniku ich modernizacji	111
5.9. Maksymalny możliwy przyrost mocy elektrycznych w układach do produkcji skojarzonej, w istniejących ciepłowniach i elektrociepłowniach	112
5.10. Przykładowe nowe technologie produkcji energii elektrycznej uwzględnione w modelu ..	114
5.11. Rozkład nakładów inwestycyjnych i wskaźniki zamrożenia kapitału w okresie budowy dla nowych elektrowni modelowych	115
5.12. Przyjęte do obliczeń jednostkowe wskaźniki strat i kosztów przesyłu wg napięć	116
5.13. Przyjęte maksymalne potencjały pozyskania energii ze źródeł odnawialnych	117
5.14. Łączne potencjały uwzględnionych przedsięwzięć oszczędzania energii elektrycznej	119
5.15. Koszty i potencjały przedsięwzięć termorenowacji w budynkach jednorodzinnych	121
5.16. Najważniejsze parametry wybranych technologii odsiarczania	124
6.1. Założenia makroekonomiczne scenariuszy rozwoju gospodarczego Polski	130
6.2. Prognoza popytu na energię finalną i użyteczną, scenariusz <i>Górny</i>	131
6.3. Ceny głównych nośników energii w polskim imporcie i eksporcie	132
6.4. Układ badanych scenariuszy i wariantów obliczeniowych	135
6.5. Maksymalne pułapy emisji CO ₂ przyjęte w wariantach redukcji dwóch grup badanych scenariuszy	136
6.6. Oznaczenie wariantów redukcji emisji CO ₂ dla przykładowych scenariuszy	137
6.7. Przewidywane emisje CO ₂ dla różnych badanych sytuacji rozwojowych	138

6.8. Wielkości emisji CO ₂ z poszczególnych sektorów w scenariuszu <i>BI</i> (bez ograniczeń emisji CO ₂)	139
6.9. Zużycie energii pierwotnej w scenariuszu <i>BI</i> (bez ograniczeń emisji CO ₂)	141
6.10. Uśrednione roczne koszty redukcji emisji CO ₂ dla trzech odmian <i>Bazowego</i> scenariusza rozwoju kraju	143
6.11. Całkowite koszty redukcji emisji CO ₂ dla trzech odmian <i>Bazowego</i> scenariusza rozwoju kraju	144
6.12. Koszty marginalne redukcji emisji CO ₂	145
6.13. Średnie jednostkowe koszty redukcji emisji CO ₂ w 2010 r. w zależności od stopnia redukcji	147
6.14. Roczne koszty zmniejszenia emisji SO ₂ w instalacjach odsiarczania w zależności od stopnia redukcji emisji CO ₂ , scenariusz <i>GII</i>	148
6.15. Koszty marginalne redukcji emisji SO ₂ w zależności od stopnia zmniejszenia emisji CO ₂ , scenariusz <i>GII</i>	149
6.16. Struktura wytwarzania energii elektrycznej, scenariusz <i>BI</i> (bez redukcji emisji CO ₂)	152
6.17. Poziom emisji CO ₂ dla różnej wysokości podatku węglowego (scenariusz <i>GM</i> , optymalny zakres oszczędzania energii)	155
6.18. Koszty marginalne energii elektrycznej dla różnych grup odbiorców, scenariusz <i>GI</i> (bez ograniczeń emisji CO ₂)	157
6.19. Wpływ emisji metanu z przesyłu i dystrybucji na łączną wielkość emisji CO ₂ i CH ₄ (scenariusz <i>G1</i>)	160
6.20. Wpływ emisji metanu z przesyłu i dystrybucji na koszty marginalne redukcji łącznej emisji CO ₂ i CH ₄ (scenariusz <i>G1</i>)	161
6.21. Maksymalny poziom redukcji emisji CO ₂ w 2010 r. w krajach Unii Europejskiej i w Polsce	163
6.22. Koszty marginalne redukcji emisji CO ₂ w 2010 r. w Polsce i krajach Unii Europejskiej	163
6.23. Średnie koszty redukcji emisji CO ₂ w 2010 r. w Polsce i krajach Unii Europejskiej	164

Spis rysunków

5.1.	Przykład uporządkowania elementów modelu w sektorze elektroenergetycznym	56
5.2.	Struktura sektorowa systemu energetycznego kraju w modelu EFOM-PL	63
5.3.	Przykładowa sieć przepływów nośników energii w sektorze elektroenergetyki zawodowej	67
5.4.	Wykres dobowego zapotrzebowania mocy KSE w różnych sezonach w 1993 r.	81
5.5.	Uproszczona czterostrefowa krzywa obciążenia KSE dla 1993 r.	82
5.6.	Strefy generacji czterostrefowej krzywej obciążenia KSE (dane dla roku 1993)	85
5.7.	Uproszczony schemat modelowania modernizacji grupy obiektów istniejących	93
5.8.	Powiązania opracowanego modułu analitycznego z oryginalnym oprogramowaniem pakietu EFOM-ENV/GAMS	100
5.9.	Uporządkowana krzywa kosztów i potencjałów przedsięwzięć oszczędzania energii elektrycznej w przemyśle nieenergetycznym w 2010 r.	120
6.1.	Uproszczony schemat obliczeń zastosowanej konfiguracji modeli	127
6.2.	Emisje CO ₂ w podziale na sektory w 2010 r. dla różnych wariantów redukcji, scenariusz <i>BI</i>	140
6.3.	Zużycie energii pierwotnej w 2010 r. w różnych wariantach redukcji scenariusza <i>BI</i>	141
6.4.	Całkowite zdyskontowane koszty redukcji emisji CO ₂	142
6.5.	Krzywe kosztów marginalnych redukcji emisji CO ₂ w 2010 r.	146
6.6.	Emisja SO ₂ w różnych wariantach redukcji emisji CO ₂ , scenariusz <i>GI</i>	147
6.7.	Emisja NO _x w różnych wariantach redukcji emisji CO ₂ , scenariusz <i>GI</i>	148
6.8.	Redukcja emisji CO ₂ wg typów przedsięwzięć w 2010 r., scenariusz <i>BI</i>	150
6.9.	Struktura technologii produkcji energii elektrycznej w 2010 r. w różnych wariantach redukcji, scenariusz <i>BI</i>	153
6.10.	Koszty marginalne energii elektrycznej w 2010 r. dla różnych grup odbiorców i różnych poziomów redukcji emisji CO ₂ , scenariusz <i>GI</i>	158

Załącznik 1

Lista *technologii i producentów* występujących w modelu
EFOM-PL

Tablica Z1.1 Technologie energetyczne w sektorach paliwowych

Technologia /proces/	Opis technologii (procesu)
Sektor paliw węglowych	
CBN_BNF+L1	Wzbogacanie miazgu węglowego niskokalorycznego: <i>lcv_fn_10s -> hcv_fn_07s</i>
CBN_BNF+L5	Wzbogacanie miazgu węglowego niskokalorycznego: <i>lcv_fn_15s -> hcv_fn_10s</i>
CBN_BNF+L7	Wzbogacanie miazgu węglowego niskokalorycznego: <i>lcv_fn_07s -> hcv_fn_07s</i>
CDN_DSU_L2	Odsiarczanie węgla niskokalorycznego: <i>lcv_fn_20s -> lcv_fn_15s</i>
CBN_H1+KC	Substytucja węgla wysokokalorycznego <i>hcv_fn_10s</i> węglem koksującym <i>cok_cl_10s</i>
CBN_H7+KC	Substytucja węgla wysokokalorycznego <i>hcv_fn_07s</i> węglem koksującym <i>cok_cl_10s</i>
CTN_L7+H7	Substytucja miazgu niskokalorycznego <i>lcv_fn_07s</i> miazgiem wysokokalor. <i>hcv_fn_07s</i>
CTN_SUB+H1	Substytucja miazgu wysokokalorycznego <i>hcv_fn_10s</i> miazgiem wysokokalor. <i>hcv_fn_07s</i>
CCC_CKI+C7	Wytłewnie istniejące - przeznaczone do likwidacji
CCC_CKI+KC	Koksownie istniejące - przeznaczone do likwidacji
CCC_CKM+KC	Koksownie istniejące - modernizowane
CCC_MBG+C7	Czadnice istniejące - przeznaczone do likwidacji
CCC_MBG+KC	Gazownie istniejące - przeznaczone do likwidacji
CPN_MLI+LI	Nowe kopalnie węgla brunatnego - SZCZERCÓW
CPN_MSC+CL	Nowe kopalnie węgla kamiennego - CZECZOT-2
CPN_MSS+CL	Nowe kopalnie węgla kamiennego - SPYTKOWICE
CPN_MSW+CL	Nowe kopalnie węgla kamiennego - WISŁA
CPN_MSZ+CL	Nowe kopalnie węgla kamiennego - ZATOR
CPR_MKC+CL	Kopalnie węgla koksowego - w budowie
CPR_MKE+CL	Kopalnie węgla koksowego - istniejące
CPR_MKM+CL	Kopalnie węgla koksowego - modernizowane
CPR_MLE	Kopalnie węgla brunatnego- istniejące
CPR_MSC+CL	Kopalnie węgla kamiennego - w budowie
CPR_MSE+CL	Kopalnie węgla kamiennego -istniejące
CPR_MSM+CL	Kopalnie węgla kamiennego - modernizowane
COA_SAV_03	Remonty regeneracyjne pomp (agregat trzech technologii)
COA_SAV_05	Instalacja falownika do silników 2 MW
COA_SAV_06	Wymiana silnika 10 kW na silnik o wyższej sprawności
COA_SAV_07	Instalacja układu energoelektronicznego do silników 10 kW
COA_SAV_08	Instalacja układu łagodnego rozruchu do silników 10 kW
COA_SAV_10	Remonty i przeglądy silników 100 kW
Sektor paliw gazowych	
GPN_EXT	Kopalnie gazu ziemnego - nowe
GPR_EXT	Kopalnie gazu ziemnego - istniejące
/GPR_EXC_GE/	Wydobycie gazu ziemnego w kopalniach - w budowie
/GPR_EXE_GE/	Wydobycie gazu ziemnego w kopalniach - przewidzianych do likwidacji
/GPR_EXM_GE/	Wydobycie gazu ziemnego w kopalniach - modernizowanych
GTN_GNT_MD	Substytucja gazu średnikalorycznego (koksowniczego) gazem ziemnym

Tablica Z1.1 - kontynuacja

Sektor paliw ciekłych	
OIL_EXT	Kopalnie ropy naftowej - istniejące
ORF_REF+OC	Rafinerie ropy naftowej - istniejące
ORN_REO+OC	Nowe rafinerie ropy naftowej - profil paliwowy
ORN_REP+OC	Nowe rafinerie ropy naftowej - profil petrochemiczny

Tablica Z1.2 Technologie w sektorach przetwarzania paliw po stronie podażowej

Technologia (proces/	Opis technologii (procesu)
Sektor elektroenergetyki zawodowej (bez elektrociepłowni)	
EPM_STC+01	El. Połaniec (bl. 1-8) - po modernizacji
EPM_STC+02	El. Rybnik (bl. 1-4), Dolna Odra (bl. 1-8) - po modernizacji
EPM_STC+03	El. Rybnik (bl. 5-8), Łaziska (bl. 9-12), Jaworzno III (bl. 1-6) - po modernizacji
EPM_STC+04	El. Kozienice (bl. 1-8), Ostrołęka (bl. 1-3) - po modernizacji
EPM_STC+05	El. Kozienice (bl. 9-10) 2*500 MW - po modernizacji
EPM_STC+08	El. St. Wola (bl. 7-8), Łaziska (bl. 1-2), Łagisza (bl. 1-2) - po modernizacji
EPM_STC+09	El. Siersza (bl. 1-2) - po modernizacji
EPM_STC+10	El. Łagisza (bl. 3-7), Siersza (bl. 3-6) - po modernizacji
EPM_STL+06	El. Belchatów (bl. 1-12) - po modernizacji
EPM_STL+07	El. Pątnów (bl. 1-6), Turów (bl. 8-10) - po modernizacji
EPM_STL+12	El. Adamów (bl. 1-5), Konin (bl. 8-9) - po modernizacji
EPN_CCP+GZ	Nowe elektrownie - układy parowo-gazowe na gaz ziemny
EPN_FBB+L1	Nowe elektrownie z kotłami fluidalnymi
EPN_HYD+S1	Małe elektrownie wodne
EPN_HYD+WI	Elektrownie wodne Kaskady Dolnej Wisły
EPN_IGCC+C	Nowe elektrownie - układy parowo-gazowe ze zgazowaniem węgla kamiennego
EPN_IGCC+L	Nowe elektrownie - układy parowo-gazowe ze zgazowaniem węgla brunatnego
EPN_LWR+NU	Nowe elektrownie jądrowe
EPN_STB+GN	Nowe elektrownie szczytowe - turbiny gazowe
EPN_STC+60	Nowe elektrownie na węgiel kamienny - bloki 600 MW
EPN_STC+OP	Nowe elektrownie na węgiel kamienny - Opole
EPN_STL+36	Nowe elektrownie na węgiel brunatny - bloki 360 MW
/EPN_STL_L/2	- opalane węglem brunatnym o zawartości siarki 1,2 %
/EPN_STL_L6/	- opalane węglem brunatnym o zawartości siarki 0,6 %
EPN_STL+TU	Elektrownia Turów (bl. 1-6) - po modernizacji
EPN_WND+L1	Elektrownie wiatrowe - b. dobre warunki wiatrowe (wskaźnik wyk. mocy = 0,22)
EPN_WND+L2	Elektrownie wiatrowe - dobre warunki wiatrowe (wskaźnik wyk. mocy = 0,18)
EPR_HYD	Elektrownie wodne przepływowe - istniejące
EPR_PHP	Produkcja ciepła w elektrowniach zawodowych
EPR_STC+01	El. Połaniec (bl. 1-8) - istniejące

Tablica Z1.2 - kontynuacja

EPR_STC+02	El. Rybnik (bl. 1-4), Dolna Odra (bl. 1-8) - istniejące
EPR_STC+03	El. Rybnik (bl. 5-8), Łaziska (bl. 9-12), Jaworzno 3 (bl. 1-6) - istniejące
EPR_STC+04	El. Kozenice (bl. 1-8), Ostrołęka (bl. 1-3) - istniejące
EPR_STC+05	El. Kozenice (bl. 9-10) 2*500 MW - istniejące
EPR_STC+08	El. St. Wola (bl. 7-8), Łaziska (bl. 1-2), Łagisza (bl. 1-2) - istniejące
EPR_STC+09	El. Siersza (bl. 1-2) - istniejące
EPR_STC+10	El. Łagisza (bl. 3-7), Siersza (bl. 3-6) - istniejące
EPR_STC+11	El. Skawina (bl. 3-6) - istniejące
EPR_STC+15	Pozostałe elektrownie na węgiel kamienny (1250 MW) - istniejące
EPR_STL+06	El. Bełchatów (bl. 1-12) - istniejące
EPR_STL+07	El. Pątnów (bl. 1-6), Turów(bl. 8-10) - istniejące
EPR_STL+12	El. Adamów (bl. 1-5), Konin (bl. 8-9) - istniejące
EPR_STL+14	El. Turów (bl. 1-7), Konin (bl. 1-6) - istniejące
EST_PMP	Elektrownie wodne szczytowo - pompowe
ELE_SAV_03	Remonty regeneracyjne pomp (agregat trzech technologii)
ELE_SAV_04	Instalacja falownika z transformatorem do silników 400 kW
ELE_SAV_07	Instalacja falownika do silników 2 MW
ELE_SAV_08	Wymiana silnika 10 kW na silnik o wyższej sprawności
ELE_SAV_09	Instalacja układu energoelektronicznego do silników 10 kW
ELE_SAV_10	Instalacja układu łagodnego rozruchu do silników 10 kW
Sektor elektrociepłowni zawodowych	
UCM_BCK+CP	Nowe węglowe bloki ciepłownicze (BCK) - rozbudowa ciepłowni istniejących
UCM_BCK+EC	Nowe węglowe bloki ciepłownicze (BCK) - rozbudowa istniejących EC zawodowych
UCM_GT+EC	Nowe bloki parowo - gazowe na gaz ziemny - rozbudowa istniejących EC zawodowych
UCM_UCK+EC	Turbiny ciepłownicze dostawiane w istniejących EC zawodowych
UCN_STB+GN	Nowe elektrociepłownie na gaz ziemny
UCN_STB+H	Nowe elektrociepłownie na węgiel kamienny - miał wysokokaloryczny
/UCN_STB_H1/	- opalane miałem węglowym wysokokalorycznym <i>hcv_fn_10s</i>
/UCN_STB_H7/	- opalane miałem węglowym wysokokalorycznym <i>hcv_fn_07s</i>
UCN_STB+L	Nowe elektrociepłownie na węgiel kamienny - miał niskokaloryczny
UCN_STB+OH	Nowe elektrociepłownie na olej opałowy
UCR_STB+C	Elektrociepłownie na węgiel kamienny - istniejące
/UCR_STB_CN/	- praca w kondensacji
/UCR_STB_H1/	- produkcja skojarzona - miał wysokokaloryczny średniozasiarczony <i>hcv_fn_10s</i>
/UCR_STB_H7/	- produkcja skojarzona - miał wysokokaloryczny niskozasiarczony <i>hcv_fn_07s</i>
Sektor elektrociepłowni przemysłowych	
ICM_STB+C	Elektrociepłownie przemysłowe na węgiel kamienny - modernizowane
/ICM_STB_H1/	- opalane miałem wysokokalorycznym średniozasiarczonym <i>hcv_fn_10s</i>
/ICM_STB_H7/	- opalane miałem wysokokalorycznym niskozasiarczonym <i>hcv_fn_07s</i>
ICM_STB+GN	Elektrociepłownie przemysłowe na gaz ziemny - modernizowane
ICM_STB+OH	Elektrociepłownie przemysłowe na olej opałowy - modernizowane
ICM_STB+OT	Elektrociepłownie przemysłowe na paliwa pozostałe - modernizowane

Tablica Z1.2 - kontynuacja

/ICM_STB_O2/	- wykorzystujące pozostałe paliwa gazowe
/ICM_STB_OT/	- wykorzystujące pozostałe paliwa stałe
ICN_STB+GN	Nowe elektrociepłownie przemysłowe na gaz ziemny
ICN_STB+H	Nowe elektrociepłownie przemysłowe na węgiel kamienny wysokokaloryczny
/ICN_STB_H1/	- opalane miałem wysokokalorycznym średniozasiarczonym <i>hcv_fn_10s</i>
/ICN_STB_H7/	- opalane miałem wysokokalorycznym niskozasiarczonym <i>hcv_fn_07s</i>
ICN_STB+L	Nowe elektrociepłownie przemysłowe na węgiel kamienny niskokaloryczny
ICN_STB+O2	Nowe elektrociepłownie przemysłowe na paliwa pozostałe gazowe
ICN_STB+OH	Nowe elektrociepłownie przemysłowe na olej opałowy
ICN_STB+OT	Nowe elektrociepłownie przemysłowe na paliwa pozostałe stałe
ICO_STB+C	Elektrociepłownie przemysłowe na węgiel kamienny - istniejące
/ICO_STB_H1/	- opalane miałem wysokokalorycznym średniozasiarczonym <i>hcv_fn_10s</i>
/ICO_STB_H7/	- opalane miałem wysokokalorycznym niskozasiarczonym <i>hcv_fn_07s</i>
/ICO_STB_L1/	- opalane miałem niskokalorycznym średniozasiarczonym <i>lcv_fn_10s</i>
/ICO_STB_L5/	- opalane miałem niskokalorycznym wysokozasiarczonym <i>lcv_fn_15s</i>
ICO_STB+GN	Elektrociepłownie przemysłowe na gaz ziemny - istniejące
ICO_STB+O2	Elektrociepłownie przemysłowe na paliwa pozostałe gazowe - istniejące
ICO_STB+OH	Elektrociepłownie przemysłowe na olej opałowy - istniejące
ICO_STB+OT	Elektrociepłownie przemysłowe na paliwa pozostałe stałe - istniejące
Sektor ciepłowni zawodowych i komunalnych	
RCL_MHP+C	Ciepłownie komunalne na węgiel kamienny - istniejące
/RCL_MHP_H1/	- opalane miałem wysokokalorycznym średniozasiarczonym <i>hcv_fn_10s</i>
/RCL_MHP_H7/	- opalane miałem wysokokalorycznym niskozasiarczonym <i>hcv_fn_07s</i>
RCL_MHP+KO	Ciepłownie komunalne na koks opałowy
/RCL_MHP_K1/	- dostosowane do normy B dla emisji SO ₂
/RCL_MHP_KO/	- istniejące do roku 1998, przed dostos. do normy B
RCL_PHP+C	Ciepłownie zawodowe na węgiel kamienny - istniejące
/RCL_PHP_H1/	- opalane miałem wysokokalorycznym średniozasiarczonym <i>hcv_fn_10s</i>
/RCL_PHP_H7/	- opalane miałem wysokokalorycznym niskozasiarczonym <i>hcv_fn_07s</i>
RCL_PHP+OH	Ciepłownie zawodowe na olej opałowy - istniejące
/RCL_PHP_O1/	- dostosowane do normy B dla emisji SO ₂
/RCL_PHP_OH/	- istniejące do roku 1998, przed dostos. do normy B
RCM_MHP+C	Ciepłownie komunalne na węgiel kamienny - modernizowane
/RCM_MHP_H1/	- opalane miałem wysokokalorycznym średniozasiarczonym <i>hcv_fn_10s</i>
/RCM_MHP_H7/	- opalane miałem wysokokalorycznym niskozasiarczonym <i>hcv_fn_07s</i>
RCM_MHP+G1	Ciepłownie komun. węglowe - modernizowane z konwersją na gaz ziemny - opcja tańsza
RCM_MHP+G2	Ciepłownie komun. węglowe - modernizowane z konwersją na gaz ziemny - opcja droższa
RCM_PHP+G1	Ciepłownie zawod. węglowe - modernizowane z konwersją na gaz ziemny - opcja tańsza
RCM_PHP+G2	Ciepłownie zawod. węglowe - modernizowane z konwersją na gaz ziemny - opcja droższa
RCN_BIO+BI	Nowe ciepłownie na biomasę (odpady drzewne)
RCN_BIO+E	Nowe ciepłownie na biomasę (słoma)
RCN_BIO+WA	Nowe ciepłownie spalające śmieci

Tablica Z1.2 - kontynuacja

RCN_FBB	Nowe ciepłownie komunalne z kotłami fluidalnymi na węgiel niskokaloryczny <i>lcv_fn_10s</i>
RCN_SHP+GN	Kotły gazowe szczytowe dostawiane do ciepłowni komun. węglowych istniejących
RCN_SHP+OH	Kotły olejowe szczytowe dostawiane do ciepłowni komun. węglowych istniejących
RCN_STB+SM	Układy małej skali do produkcji skojarzonej - dostawiane w ciepłowniach komunalnych
RCN_TRB+C	Nowe ciepłownie komunalne na węgiel kamienny
/RCN_TRB_H1/	- opalane miałem wysokokalorycznym średniozasiarczonym <i>hcv_fn_10s</i>
/RCN_TRB_H7/	- opalane miałem wysokokalorycznym niskoziarszczonym <i>hcv_fn_07s</i>
RCN_TRB+GN	Nowe ciepłownie komunalne na gaz ziemny
RCN_TRB+KI	Nowe ciepłownie komunalne na koks opałowy

Tablica Z1.3 Technologie energetyczne w sektorach po stronie popytowej

Technologia /proces/	Opis technologii (procesu)
Przemysł nieenergetyczny	
IND_SBO+C	Ciepłownie przemysłowe na węgiel kamienny - istniejące
/IND_SBO_H1/	- opalane miałem wysokokalorycznym średniozasiarczonym <i>hcv_fn_10s</i>
/IND_SBO_H7/	- opalane miałem wysokokalorycznym niskoziarszczonym <i>hcv_fn_07s</i>
/IND_SBO_L5/	- opalane miałem niskokalorycznym wysokoziarszczonym <i>lcv_fn_15s</i>
IND_SBO+GN	Ciepłownie przemysłowe na gaz ziemny - istniejące
IND_SBO+KI	Ciepłownie przemysłowe na koks opałowy - istniejące
/IND_SBO_K1/	- dostosowane do normy B dla emisji SO ₂
/IND_SBO_KI/	- istniejące do roku 1998, przed dostos. do normy B
IND_SBO+O2	Ciepłownie przemysłowe na paliwa pozostałe gazowe - istniejące
IND_SBO+OH	Ciepłownie przemysłowe na olej opałowy - istniejące
IND_SBO+OT	Ciepłownie przemysłowe na paliwa pozostałe stałe - istniejące
INN_FBB	Nowe ciepłownie przemysłowe z kotłami fluidalnymi
/INN_FBB_L1/	- opalane miałem niskokalorycznym średniozasiarczonym <i>lcv_fn_10s</i>
/INN_FBB_L5/	- opalane miałem niskokalorycznym wysokoziarszczonym <i>lcv_fn_15s</i>
INN_SBO+C	Nowe ciepłownie przemysłowe na węgiel kamienny
/INN_SBO_H1/	- opalane miałem wysokokalorycznym średniozasiarczonym <i>hcv_fn_10s</i>
/INN_SBO_L5/	- opalane miałem niskokalorycznym wysokoziarszczonym <i>lcv_fn_15s</i>
INN_SBO+GN	Nowe ciepłownie przemysłowe na gaz ziemny
INN_SBO+O2	Nowe ciepłownie przemysłowe na paliwa pozostałe gazowe
INN_SBO+OH	Nowe ciepłownie przemysłowe na olej opałowy
INN_SBO+OT	Nowe ciepłownie przemysłowe na paliwa pozostałe stałe
ION_O2P	Odzysk odpadowych paliw ciekłych w nowych obiektach
ION_OTP	Odzysk odpadowych paliw stałych w nowych obiektach
IoT_BFG	Odzysk gazu wielkopieczowego
IoT_O2P	Odzysk odpadowych paliw ciekłych w obiektach istniejących
IoT_OTP	Odzysk odpadowych paliw stałych w obiektach istniejących

Tablica Z1.3 - kontynuacja

ST_ELEK+CS	Prod. wyr. gor. walc. - ciąg techn. obejmuj. ciągle odlewanie stali z piecem elektrycznym
ST_ELEK+ZG	Prod. wyr. gor. walc. - ciąg techn. obejmuj. zgniatacz z piecem elektrycznym
ST_KOCS+WP	Prod. wyr. gor. walc. - ciąg techn. obejmuj. ciągle odlew. stali z moderniz. wielkiego pieca
ST_KONW+CS	Prod. wyr. gor. walc. - ciąg techn. obejmuj. ciągle odlewanie stali z piecem konwertor.
ST_KONW+ZG	Prod. wyr. gor. walc. - ciąg techn. obejmuj. zgniatacz z piecem konwertorowym
ST_KOZG+WP	Prod. wyr. gor. walc. - ciąg techn. obejmuj. zgn. z piecem konw. i moderniz. wielk. pieca
ST_MART+ZG	Prod. wyr. gor. walc. - ciąg techn. obejmuj. zgniatacz z piecem martenowskim
IND_SAV_01	Wymiana pieca na lepiej izolowany
IND_SAV_02	Wymiana pieca na lepiej izolowany wariant 2
IND_SAV_03	Instalacja tyrystorowego przemiennika częstotliwości
IND_SAV_04	Remonty regeneracyjne pomp
IND_SAV_05	Remonty regeneracyjne pomp ze stoczeniem wirnika
IND_SAV_06	Remonty regeneracyjne pomp z usunięciem stopnia
IND_SAV_07	Remonty regeneracyjne pomp z przezwojeniem silnika
IND_SAV_08	Wymiana pompy na nową o wyższej sprawności
IND_SAV_09	Instalacja falownika z transformatorem do silnika 400 kW
IND_SAV_10	Instalacja kaskady pods. do silnika 2 MW
IND_SAV_11	Instalacja falownika do silnika 30 kW
IND_SAV_12	Instalacja falownika do silnika 2 MW
IND_SAV_13	Wymiana silnika 10kW na nowy o wyższej sprawności
IND_SAV_14	Instalacja układu energoelektronicznego do silnika 10 kW
IND_SAV_15	Instalacja układu łagodnego rozruchu do silników 10 kW
IND_SAV_16	Instalacja falownika do silników 2,5 kW
IND_SAV_17	Remonty i przeglądy silników 100 kW
IND_SAV_18	Monitoring energetyczny - energia elektryczna
Transport	
TF_OLD_SEA	Transport towarowy stary morski
TF_OL_RAD1	Transport towarowy stary kolejowy - olej napędowy
TF_OL_RAEL	Transport towarowy stary kolejowy - trakcja elektryczna
TF_OL_TRUC	Transport towarowy stary drogowy
TP_OLD_AIR	Transport pasażerski stary - lotniczy
TP_OL_CARB	Transport pasażerski stary - samochody osobowe - benzyna
TP_OL_CARD	Transport pasażerski stary - samochody osobowe - olej napędowy
TP_OL_CITB	Transport pasażerski stary - autobusy miejskie
TP_OL_CITT	Transport pasażerski stary miejski - energia elektryczna
TP_OL_RAD1	Transport pasażerski stary kolejowy - olej napędowy
TP_OL_RAEL	Transport pasażerski stary kolejowy - trakcja elektryczna
TP_OL_ROAD	Transport pasażerski stary - autobusy dalekobieżne
TP_CIT_BUS	Transport pasażerski nowy miejski - autobusy
TP_CIT_TRA	Transport pasażerski nowy miejski - elektryczny
TR_FR_RAEL	Transport towarowy nowy kolejowy - trakcja elektryczna

Tablica Z1.3 - kontynuacja

TR_FRE_SEA	Transport towarowy nowy morski
TR_FR_ROAD	Transport towarowy nowy drogowy
TR_PAS_AIR	Transport pasazerski nowy - lotniczy
TR_PA_ROAD	Transport pasazerski nowy - autobusy dalekobieżne
TR_PA_CARB	Transport pasazerski nowy - samochody osobowe - benzyna
TR_PA_CARD	Transport pasazerski nowy - samochody osobowe - olej napędowy
TR_PA_CARG	Transport pasazerski nowy - samochody osobowe - gaz lpg
TR_PA_RAEI	Transport pasazerski nowy kolejowy - trakcja elektryczna
TRA_SAV_01	Rozruch elektroniczny silnika tramwajowego
TRA_SAV_02	Zwrot energii do sieci w czasie hamowania tramwaju
TRA_SAV_03	Remonty i przeglądy silników 100kW
Rolnictwo	
AGR_SOL+AI	Słoneczne kolektory powietrzne do suszenia płodów rolnych
Sektor Bytowy	
H_SFN+COAB	Ogrzewanie bud. jednorod. nowych - kotły c.o. na paliwa stałe
/H_SFN_COA1/	- opalane węglem kamiennym grubym średniozasiarczonym <i>lps_cl_10s</i>
/H_SFN_COA7/	- opalane węglem kamiennym grubym niskoziarszczonym <i>lps_cl_07s</i>
/H_SFN_COKB/	- opalane koksem opałowym
H_SFN+WOOD	Ogrzewanie bud. jednorod. nowych - kotły c.o. na odpady drzewne
H_SFN+ELEC	Ogrzewanie bud. jednorod. nowych - elektryczne instalacje grzewcze
H_SFN+GASB	Ogrzewanie bud. jednorod. nowych - kotły c.o. na gaz ziemny
H_SFN+HEAT	Ogrzewanie bud. jednorod. nowych - ciepło scentralizowane
/H_SFN_HEAD/	- zasilane ciepłem z sieci lokalnych
/H_SFN_HEAL/	- zasilane ciepłem z dużych sieci miejskich
H_SFN+OILB	Ogrzewanie bud. jednorod. nowych - kotły c.o. na olej opałowy
H_SFO+COAB	Ogrzewanie bud. jednorod. istniejących - kotły c.o. na paliwa stałe
/H_SFO_COA1/	- opalane węglem kamiennym grubym średniozasiarczonym <i>lps_cl_10s</i>
/H_SFO_COA7/	- opalane węglem kamiennym grubym niskoziarszczonym <i>lps_cl_07s</i>
/H_SFO_COKB/	- opalane koksem opałowym
H_SFO+COAF	Ogrzewanie bud. jednorod. nowych - piece kaflowe
H_SFO+ELEC	Ogrzewanie bud. jednorod. nowych - elektryczne instalacje grzewcze
H_SFO+GASB	Ogrzewanie bud. jednorod. nowych - kotły c.o. na gaz ziemny
H_SFO+HEAT	Ogrzewanie bud. jednorod. istniejących - ciepło scentralizowane
H_SFO_HEAD	- zasilane ciepłem z sieci lokalnych
H_SFO_HEAL	- zasilane ciepłem z dużych sieci miejskich
H_SFO+WOOD	Ogrzewanie bud. jednorod. nowych - kotły na odpady drzewne
SFO+CONTRO	Montaż zaworów termostatycznych - w bud. jednorod. istniejących
SFO+WINDOW	Wymiana okien na trzyszybowe - w bud. jednorod. istniejących
SFO_INS+C1	Ocieplanie stropodachu w bud. jednorod. istniejących - 10 cm styropian
SFO_INS+C5	Ocieplanie stropodachu w bud. jednorod. istniejących - 5 cm. styropian
SFO_INS+F1	Ocieplanie podłóg w bud. jednorod. istniejących - 10 cm styropian

Tablica Z1.3 - kontynuacja

SFO_INS+F5	Ocieplanie podłóg w bud. jednorod. istniejących - 5 cm. styropian
SFO_INS+W1	Ocieplanie ścian w bud. jednorod. istniejących - 10 cm styropian
SFO_INS+W5	Ocieplanie ścian w bud. jednorod. istniejących - 5 cm. styropian
RES_SAV_01	Wymiana żarówek na świetłówki kompaktowe w lok. mieszkalnych
RES_SAV_02	Wymiana starej lodówki na bardziej energooszczędną w lok. mieszkalnych
RES_SAV_03	Wymiana starej pralki na bardziej energooszczędną w lok. mieszkalnych
RES_SAV_04	Ocieplanie bud. mieszk. wielorodz. w miastach ogrzewanych en. elektr. - piece akumul.
RES_SAV_05	Ocieplanie bud. mieszk. jednorod. w miastach ogrzewanych en. elektr. - piece akumul.
RES_SAV_06	Ocieplanie bud. mieszk. wielorodz. na wsi ogrzewanych en. elektr. - piece akumul.
RES_SAV_07	Ocieplanie bud. mieszk. jednorod. na wsi ogrzewanych en. elektr. - piece akumul.
RES_SAV_08	Ocieplanie bud. mieszk. wielorodz. w miastach ogrzew. en. elektr. - instal. podłogowe
RES_SAV_09	Ocieplanie bud. mieszk. jednorod. w miastach ogrzew. en. elektr. - instal. podłogowe
Sektor handlu i usług	
TER_SAV_01	Remonty regeneracyjne pomp (w gospodarce komunalnej)
TER_SAV_02	Remonty regeneracyjne pomp ze stoczeniem wirnika
TER_SAV_03	Remonty regeneracyjne pomp z usunięciem stopnia
TER_SAV_04	Remonty regeneracyjne pomp z przezwyciężeniem silnika
TER_SAV_05	Instalacja falownika z transformatorem do silnika 400 kW
TER_SAV_06	Instalacja falownika do silnika 30 kW
TER_SAV_07	Wymiana silnika 10 kW na nowy o wysokiej sprawności
TER_SAV_08	Instalacja układu energoelektronicznego do silnika 10 kW
TER_SAV_09	Instalacja układu łagodnego rozruchu do silników 10 kW
TER_SAV_10	Instalacja falownika do silników 2,5 kW
TER_SAV_11	Remonty i przeglądy silników 100 kW
TER_SAV_12	Wymiana żarówek na świetłówki kompaktowe w lok. niemieszkalnych
TER_SAV_13	Wymiana oświetlenia ulicznego - lamp rtęciowych małej mocy na lampy sodowe
TER_SAV_14	Wymiana oświetlenia ulicznego - lamp rtęciowych dużej mocy na lampy sodowe
TER_SAV_15	Ocieplenie bud. użyt. publ. w miastach ogrzewanych en. elektr. - piece akumulac.
TER_SAV_16	Ocieplenie bud. użyt. publ. w miastach ogrzewanych en. elektr. - instalacje podłogowe
TER_SAV_17	Wymiana pompy na nową o wysokiej sprawności

Tablica Z1.4 Technologie ochrony atmosfery

Oznaczenie technologii (inst. ochronna proces energet.)	Opis technologii
Elektrownie zawodowe	
DESO2_WLP_EPM_STC_01	Mokre odsiarcz. w elektr. Połaniec - po modernizacji
DENOX_LNB_EPM_STC_01	Palniki niskoemisyjne w elektr. Połaniec(1-8) - po modernizacji
DESO2_DSP_EPM_STC_02	Odsiarcz. półsucho w elektr. Rybnik (1-4) - po modernizacji
DESO2_DSP1.EPM_STC_02	Odsiarcz. półsucho w elektr. Dolna Odra (1-8) - po modernizacji
DENOX_LNB_EPM_STC_02	Palniki niskoemis. w elektr. Rybnik (1-4) i Dolna Odra (1-8) - po moderniz.

Tablica ZI.4 - kontynuacja

DESO2_WLP.EPM_STC_03	Mokre odsiarcz. w elektr. Jaworzno III (5-8) i Łaziska (9-12) - po moderniz.
DESO2_DSP.EPM_STC_03	Odsiarcz. pól suche w elektr. Rybnik (5-8) - po modernizacji
DENOX_LNB.EPM_STC_03	Palniki niskoemisyjne w elektr. Jaworzno III, Rybnik, Łaziska - po moderniz.
DESO2_DSP.EPM_STC_04	Odsiarcz. pól suche w elektr. Koziernice (1-8) i Ostrołęka (1-3) - po moderniz.
DENOX_LNB.EPM_STC_04	Palniki niskoemis. w elektr. Koziernice (1-8) i Ostrołęka (1-3) - po moderniz.
DESO2_DSP.EPM_STC_05	Odsiarcz. pól suche w elektr. Koziernice (9-10) - po modernizacji
DENOX_LNB.EPM_STC_05	Palniki niskoemisyjne w elektr. Koziernice (9-10) - po modernizacji
DESO2_DSP.EPM_STC_08	Odsiarcz. pól suche w elektr. Łaziska (1-2) - po modernizacji
DESO2_DRY.EPM_STC_08	Suche odsiarcz. w elektr. Łaziska (1-2) - po modernizacji
DENOX_LNB.EPM_STC_08	Palniki niskoemisyjne w elektr. Łaziska, Łaziska, St. Wola - po modernizacji
DESO2_DRY.EPM_STC_09	Suche odsiarcz. w elektr. Siersza (1-2) - po modernizacji
DENOX_LNB.EPM_STC_09	Palniki niskoemisyjne w elektr. Siersza (1-2) - po modernizacji
DESO2_DRY.EPM_STC_10	Suche odsiarcz. w elektr. Łaziska (3-7) i Siersza (3-6) - po modernizacji
DENOX_LNB.EPM_STC_10	Palniki niskoemis. w elektr. Łaziska (3-7) i Siersza (3-6) - po modernizacji
DESO2_WLP.EPM_STL_06	Mokre odsiarcz. w elektrowni Bełchatów (1-12) - po modernizacji
DESO2_DRY.EPM_STL_06	Suche odsiarcz. w elektrowni Bełchatów (1-12) - po modernizacji
DENOX_LNB.EPM_STL_06	Palniki niskoemisyjne w elektrowni Bełchatów (1-12) - po modernizacji
DESO2_DRY.EPM_STL_07	Suche odsiarcz. w elektr. Turów (8-10) i Pątnów (1-6) - po modernizacji
DENOX_LNB.EPM_STL_07	Palniki niskoemisyjne w elektr. Turów (8-10) i Pątnów (1-6) - po moderniz.
DENOX_LNB.EPM_STL_12	Palniki niskoemis. w elektr. Adamów (1-5) i Konin (8-9) - po moderniz.
DESO2_WLP.EPR_STC_01	Mokre odsiarcz. w elektr. Połaniec(1-8) - przed modernizacją
DESO2_DSP.EPR_STC_02	Odsiarcz. pól suche w elektr. Rybnik (1-4) - przed modernizacją
DESO2_WLP.EPR_STC_03	Mokre odsiarcz. w elektr. Jaworzno III (5-8) i Łaziska (9-12) - przed modern.
DESO2_DSP.EPR_STC_03	Odsiarcz. pól suche w elektr. Rybnik (5-8) - przed modernizacją
DESO2_DSP.EPR_STC_08	Odsiarcz. pól suche w elektr. Łaziska (1-2) - przed modernizacją
DESO2_DRY.EPR_STC_08	Suche odsiarcz. w elektr. Łaziska (1-2) - przed modernizacją
DESO2_DRY.EPR_STC_09	Suche odsiarcz. w elektr. Siersza (1-2) - przed modernizacją
DESO2_DRY.EPR_STC_10	Suche odsiarcz. w elektr. Łaziska (3-7) i Siersza (3-6) - przed modernizacją
DENOX_LNB.EPR_STC_15	Palniki niskoemisyjne w elektr. pozost. na węgiel kamienny - przed moderniz.
DESO2_WLP.EPR_STL_06	Mokre odsiarcz. w elektr. Bełchatów (1-12) - przed modernizacją
DESO2_DRY.EPR_STL_07	Suche odsiarcz. w elektr. Turów (8-10) i Pątnów (1-6) - przed modernizacją
DESO2_WLP.EPN_STC_OP	Mokre odsiarcz. w elektr. Opole
Elektrociepłownie zawodowe i przemysłowe	
DENOX_LNB.UCR_STB_H1	Palniki niskoemisyjne w istn. elektrociepł. zaw. na w.kam. śr. zasiarcz.
DENOX_LNB.UCR_STB_H7	Palniki niskoemisyjne w istn. elektrociepł. zaw. na w.kam. nis. zasiarcz.
DESO2_WLP.ICM_STB_OH	Mokre odsiarcz. w modernizowanych elektrociepł. przem. na olej opałowy
DESO2_WLP.ICM_STB_H1	Mokre odsiarcz. w modern. ciepł. przem. na w.kam. wys. kalor. śr. zasiarcz.
DESO2_DSP.ICM_STB_H1	Odsiarcz. pól suche w modern. ciepł. przem. na w.kam. wys. kalor. śr. zasiarcz.
DESO2_DRY.ICM_STB_H1	Suche odsiarcz. w modern. ciepł. przem. na w.kam. wys. kalor. śr. zasiarcz.
DESO2_WLP.ICM_STB_H7	Mokre odsiarcz. w modern. ciepł. przem. na w.kam. wys. kalor. nis. zasiarcz.
DESO2_DSP.ICM_STB_H7	Odsiarcz. pól suche w modern. ciepł. przem. na w.kam. wys. kal. nis. zasiarcz.
DESO2_DRY.ICM_STB_H7	Suche odsiarcz. w modern. ciepł. przem. na w.kam. wys. kalor. nis. zasiarcz.

Tablica Z1.4 - kontynuacja

DES02_WLP_ICO_STB_OH	Mokre odsiarcz. w istniejących elektrociepł. przem. na olej opałowy
DES02_WLP_ICO_STB_H1	Mokre odsiarcz. w istn. elektrociepł. przem. na w.kam. wys. kalor. śr. zasiarcz.
DES02_DSP_ICO_STB_H1	Odsiarcz. półsuche w istn. elektrociepł. przem. na w.kam. wys.kal. śr. zasiarcz.
DES02_DRY_ICO_STB_H1	Suche odsiarcz. w istn. elektrociepł. przem. na w.kam. wys. kalor. śr. zasiarcz.
DES02_WLP_ICO_STB_L1	Mokre odsiarcz. w istn. elektrociepł. przem. na w.kam. nis.kalor. śr. zasiarcz.
DES02_DSP_ICO_STB_L1	Odsiarcz. półsuche w istn. elektrociepł. przem. na w.kam. nis.kal. śr. zasiarcz.
DES02_DRY_ICO_STB_L1	Suche odsiarcz. w istn. elektrociepł. przem. na w.kam. nis. kalor. śr. zasiarcz.
DES02_WLP_ICO_STB_L5	Mokre odsiarcz. w istn. elektrociepł. przem. na w.kam. nis.kalor. wys. zasiarcz.
DES02_DSP_ICO_STB_L5	Odsiarcz. półsuche w istn. elektrociepł. przem. na w.kam. nis.kal. wys. zasiarcz.
DES02_DRY_ICO_STB_L5	Suche odsiarcz. w istn. elektrociepł. przem. na w.kam. nis. kalor. wys. zas.
Cieplownie zawodowe, komunalne i przemysłowe	
DES02_WLP_RCL_PHP_H1	Mokre odsiarcz. w istn. ciepł. zawod. na w.kam. wys. kalor. śr. zasiarcz.
DES02_DSP_RCL_PHP_H1	Odsiarcz. półsuche w istn. ciepł. zawod. na w.kam. wys. kalor. śr. zasiarcz.
DES02_DRY_RCL_PHP_H1	Suche odsiarcz. w istn. ciepł. zawod. na w.kam. wys. kalor. śr. zasiarcz.
DES02_WLP_RCL_PHP_H7	Mokre odsiarcz. w istn. ciepł. zawod. na w.kam. wys. kalor. nis. zasiarcz.
DES02_DSP_RCL_PHP_H7	Odsiarcz. półsuche w istn. ciepł. zawod. na w.kam. wys. kalor. nis. zasiarcz.
DES02_DRY_RCL_PHP_H7	Suche odsiarcz. w istn. ciepł. zawod. na w.kam. wys. kalor. nis. zasiarcz.
DES02_WLP_RCL_MHP_H1	Mokre odsiarcz. w istn. ciepł. komun. na w.kam. wys. kalor. śr. zasiarcz.
DES02_DSP_RCL_MHP_H1	Odsiarcz. półsuche w istn. ciepł. komun. na w.kam. wys. kalor. śr. zasiarcz.
DES02_DRY_RCL_MHP_H1	Suche odsiarcz. w istn. ciepł. komun. na w.kam. wys. kalor. śr. zasiarcz.
DES02_WLP_RCL_MHP_H7	Mokre odsiarcz. w istn. ciepł. komun. na w.kam. wys. kalor. nis. zasiarcz.
DES02_DSP_RCL_MHP_H7	Odsiarcz. półsuche w istn. ciepł. komun. na w.kam. wys. kalor. nis. zasiarcz.
DES02_DRY_RCL_MHP_H7	Suche odsiarcz. w istn. ciepł. komun. na w.kam. wys. kalor. nis. zasiarcz.
DES02_WLP_RCM_MHP_H1	Mokre odsiarcz. w modern. ciepł. komun. na w.kam. wys. kalor. śr. zasiarcz.
DES02_DSP_RCM_MHP_H1	Odsiarcz. półsuche w modern. ciepł. komun. na w.kam. wys.kalor. śr.zasiarcz.
DES02_DRY.RCM_MHP_H1	Suche odsiarcz. w modern. ciepł. komun. na w.kam. wys. kalor. śr. zasiarcz.
DES02_WLP_RCM_MHP_H7	Mokre odsiarcz. w modern. ciepł. komun. na w.kam. wys. kalor. nis. zasiarcz.
DES02_DSP_RCM_MHP_H7	Odsiarcz. półsuche w modern. ciepł. komun. na w.kam. wys.kal. nis. zasiarcz.
DES02_DRY.RCM_MHP_H7	Suche odsiarcz. w modern. ciepł. komun. na w.kam. wys. kalor. nis. zasiarcz.
DES02_WLP_IND_SBO_H1	Mokre odsiarcz. w istn. ciepł. przem. na w.kam. wys. kalor. śr. zasiarcz.
DES02_DSP_IND_SBO_H1	Odsiarcz. półsuche w istn. ciepł. przem. na w.kam. wys. kalor. śr. zasiarcz.
DES02_DRY_IND_SBO_H1	Suche odsiarcz. w istn. ciepł. przem. na w.kam. wys. kalor. śr. zasiarcz.
DES02_WLP_IND_SBO_H7	Mokre odsiarcz. w istn. ciepł. przem. na w.kam. wys. kalor. nis. zasiarcz.
DES02_DSP_IND_SBO_H7	Odsiarcz. półsuche w istn. ciepł. przem. na w.kam. wys. kalor. nis. zasiarcz.
DES02_DRY_IND_SBO_H7	Suche odsiarcz. w istn. ciepł. przem. na w.kam. wys. kalor. nis. zasiarcz.
DES02_WLP_IND_SBO_L5	Mokre odsiarcz. w istn. ciepł. przem. na w.kam. nis. kalor. wys. zasiarcz.
DES02_DSP_IND_SBO_L5	Odsiarcz. półsuche w istn. ciepł. przem. na w.kam. nis. kalor. wys. zasiarcz.
DES02_DRY_IND_SBO_L5	Suche odsiarcz. w istn. ciepł. przem. na w.kam. nis. kalor. wys. zasiarcz.
DES02_WLP_IND_SBO_OH	Mokre odsiarcz. w istn. ciepł. przem. na olej opałowy
DES02_WLP_INN_SBO_H1	Mokre odsiarcz. w nowych ciepł. przem. na miał węgl. wys. kal. śr. zasiarcz.
DES02_WLP_INN_SBO_L5	Mokre odsiarcz. w nowych ciepł. przem. na miał węgl. nis.kalor. wys.zasiarcz.
DES02_WLP_INN_SBO_OH	Mokre odsiarcz. w nowych ciepł. przem. na olej opałowy

Tablica Z1.5 Lista producentów w modelu EFOM-PL

Oznaczenie producenta	Opis rodzaju grupy technologii obejmowanej przez producenta
<i>Producenci należący do systemu energetycznego</i>	
COAL-PROD	Wydobycie węgla kamiennego i brunatnego
COAL-BENIF	Wzbogacanie i odsiarczanie węgla kamiennego
COAL-TRAN	Transport węgla kamiennego
COAL-CONV	Przetwarzanie paliw węglowych - koksownie, wylewnie, gazownie, czadnice itp.
COAL-SAVE	Przedsięwzięcia oszczędzania energii w górnictwie
COKE-TRAN	Transport koksu
GAS-PROD	Krajowe wydobycie gazu ziemnego
GAS-IMPORT	Import gazu ziemnego
GAS-TRAN	Transport gazu ziemnego - sieci wysokiego ciśnienia
GAS-DISTR	Dystrybucja gazu - sieci średniego i niskiego ciśnienia
OIL-PROD	Krajowe pozyskanie ropy naftowej
OIL-REFIN	Przerób ropy naftowej w rafineriach
OIL-DISTR	Transport i dystrybucja produktów rafineryjnych
ELEC-PROD	Elektrownie zawodowe (produkcja brutto)
ELEC-NETPR	Zużycie własne elektrowni i elektrociepl. zawod. (produkcja energii elektrycznej netto)
ELEC-STORE	Magazynowanie energii - elektrownie szczytowo - pompowe
ELEC-HTRAN	Przesył energii elektr. na wysokich napięciach
ELEC-MTRAN	Przesył energii elektr. na średnich napięciach
ELEC-DISTR	Przesył energii elektr. na niskich napięciach
ELEC-SAVE	Przedsięwzięcia oszczędzania energii w elektroenergetyce zawodowej
IND-COGEN	Elektrociepłownie przemysłowe
ICHP-NETPR	Zużycie własne elektrociepłowni przemysłowych (produkcja energii elektrycznej netto)
IND-OTHER	Pozyskanie (odzysk) odpadowych paliw stałych i gazowych
IND-DIVERS	Przemiany energii w przemysłe nieenergetycznym (gł. ciepłownie przemysłowe)
IND-LOA-EH	Przenosi informację o rozkładzie zużycia en. elektr. na wysokich napięciach w przemyśle
IND-LOA-EM	Przenosi informację o rozkładzie zużycia en. elektr. na średnich napięciach w przemyśle
IND-LOA-EL	Przenosi informację o rozkładzie zużycia en. elektr. na niskich napięciach w przemyśle
IND-SAVE	Przedsięwzięcia oszczędzania energii w przemysłe nieenergetycznym
STEEL-PROD	Produkcja wytworów gorącowalcowanych
URB-COGEN	Elektrociepłownie zawodowe
RES-COLL	Ciepłownie miejskie (zawodowe i komunalne)
RES-COGEN	Skojarzone wytw. en. elektr. i ciepła w ciepłowniach miejskich
HEAT-TRAN	Przesył ciepła do odbiorców bytowych
RES-HEAT	Ogrzewanie budynków jednorodzinnych
RES-SAVE1	Przedsięwzięcia oszczędzania energii elektr. w gospodarstwach domowych
RES-SAVE2	Przedsięwzięcia termomodernizacji budynków
RES-LOA-EL	Przenosi informację o rozkładzie zużycia en. elektr. na niskich napięciach w gosp. dom.
RES-APPLIA	Końcowe odbiorniki energii w gospodarstwach domowych
TRAN-SAVE	Przedsięwzięcia oszczędzania energii elektr. w transporcie
TRAN-DIVERS	Końcowe odbiorniki energii w transporcie
TRA-LOA-EM	Przenosi informację o rozkładzie zużycia en. elektr. na śred. napięciach w transporcie
AGR-LOA-EL	Przenosi informację o rozkładzie zużycia en. elektr. na niskich napięciach w transporcie
AGR-DIVERS	Końcowe odbiorniki i przemiany energii w rolnictwie produkcyjnym
TER-DIVERS	Końcowe odbiorniki i przemiany energii w sektorze handlu i usług
TER-LOA-EL	Przenosi informację o rozkładzie zużycia en. elektr. na śred. napięciach w sekt. h&u
TER-LOA-EM	Przenosi informację o rozkładzie zużycia en. elektr. na niskich napięciach w sekt. h&u
TER-SAVE	Przedsięwzięcia oszczędzania energii w sektorze handlu i usług

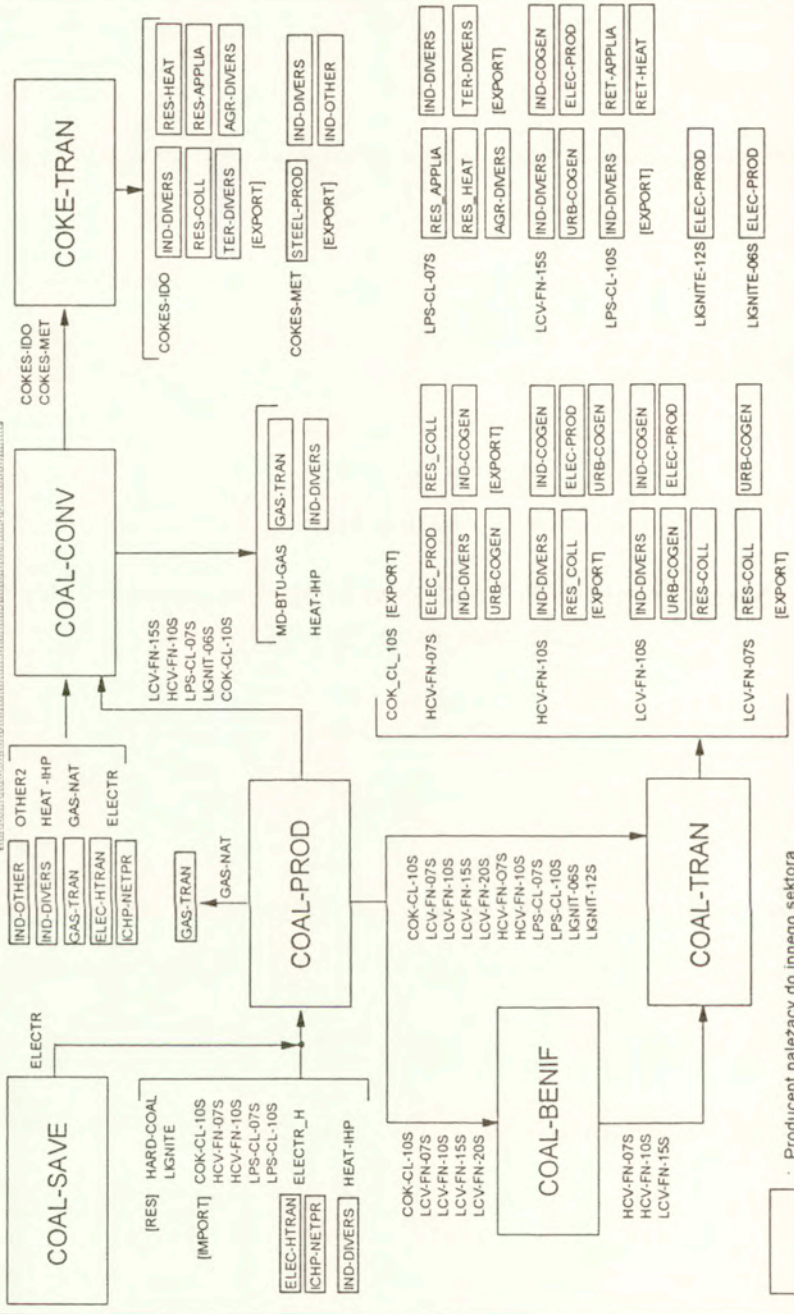
Tablica Z1.5 - kontynuacja

Źródła zasilania i kategorie popytowe	
RES	Zasoby surowców energetycznych
REN	Zasoby energii odnawialnej
IMPORT	Zagraniczne źródła zaopatrzenia kraju w paliwa i energię
IMP	Zagraniczne źródła zaopatrzenia kraju w gaz ziemny tani - kontrakty dotychczasowe
IML	Zagraniczne źródła zaopatrzenia kraju w gaz ziemny droższy - nowe kontrakty
IME	Zagraniczne źródła zaopatrzenia kraju w gaz ziemny drogi - nowe połączenia gazociągowe
EXPORT	Zagraniczne rynki zbytu polskich produktów energetycznych
SAVE	Zasoby oszczędności energii
IND-DEM	Popyt na energię finalną i/lub użyteczną w przemyśle nieenergetycznym (wraz z budown.)
ST-DEM	Popyt na wyroby gorączowalcowane
RESID-DEM	Popyt na energię finalną i/lub użyteczną w gospodarstwach domowych
TRAN-DEM	Popyt na energię finalną i/lub użyteczną w transporcie
AGR-DEM	Popyt na energię finalną i/lub użyteczną w rolnictwie
TERT-DEM	Popyt na energię finalną i/lub użyteczną w sektorze handlu i usług

Załącznik 2

Sieć przepływów nośników energii w wyróżnionych sektorach modelu EFOM-PL

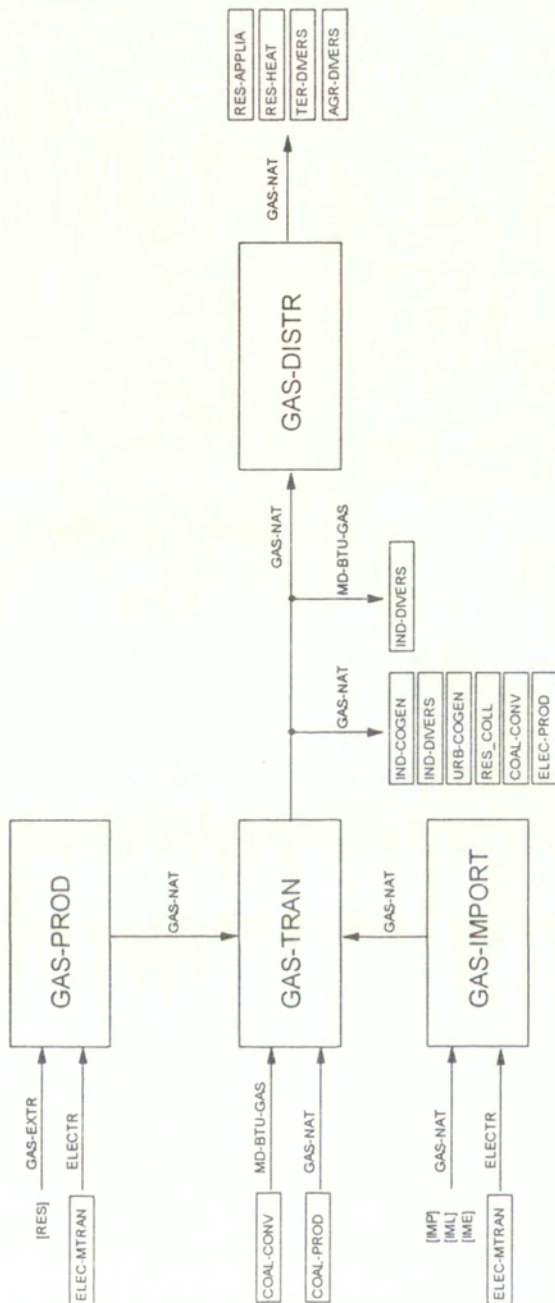
Sektor Paliw Węglowych



[] : Producent należący do innego sektora

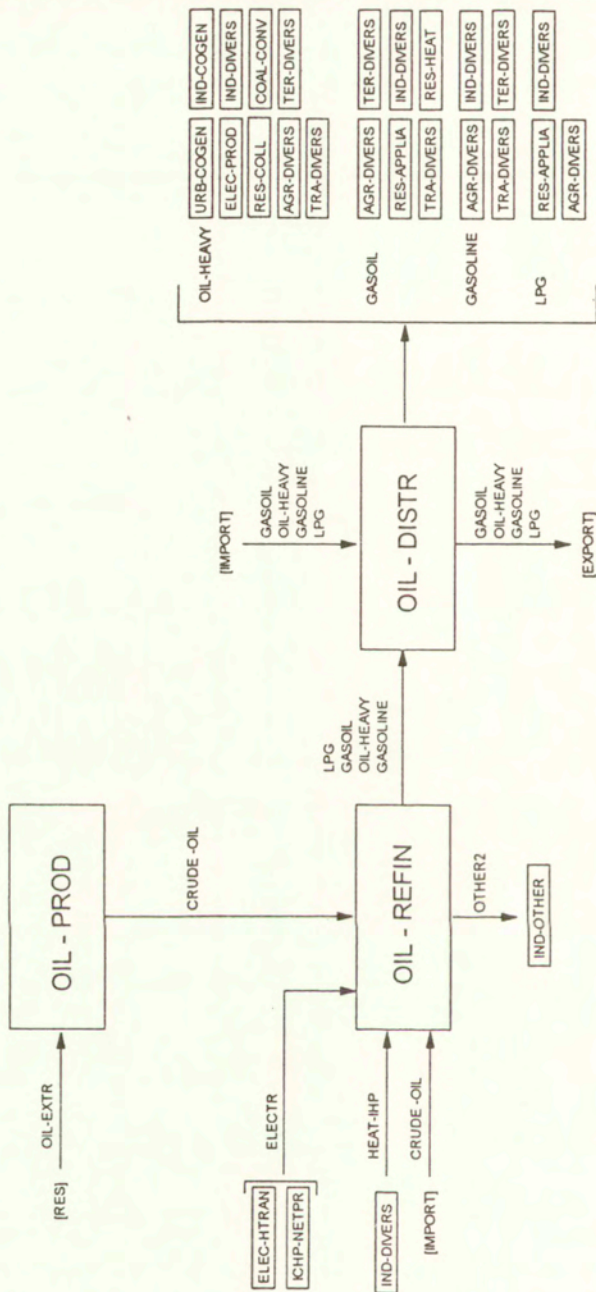
[...] : Źródła pozyskania nośników energii lub kategorie popytowe

Sektor Paliw Gazowych



[] : Producent należący do innego sektora
 [...] : Źródła pozyskania nośników energii lub kategorie popytowe

Sektor Paliw Ciekłych

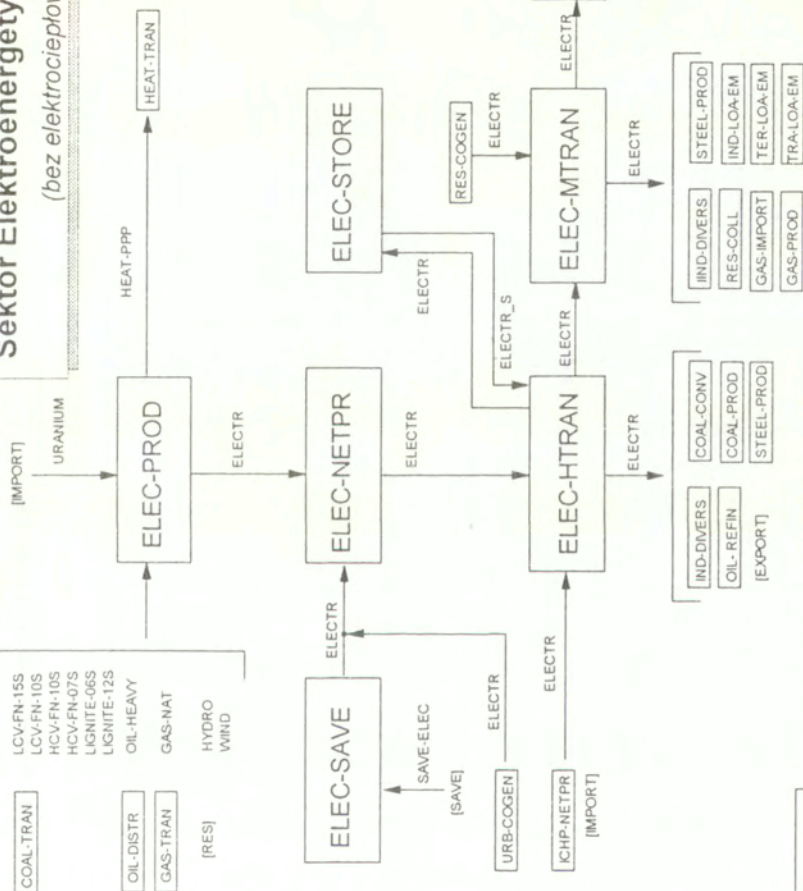


[] : Producent należący do innego sektora

[...] : Źródła pozyskania nośników energii lub kategorie popytowe

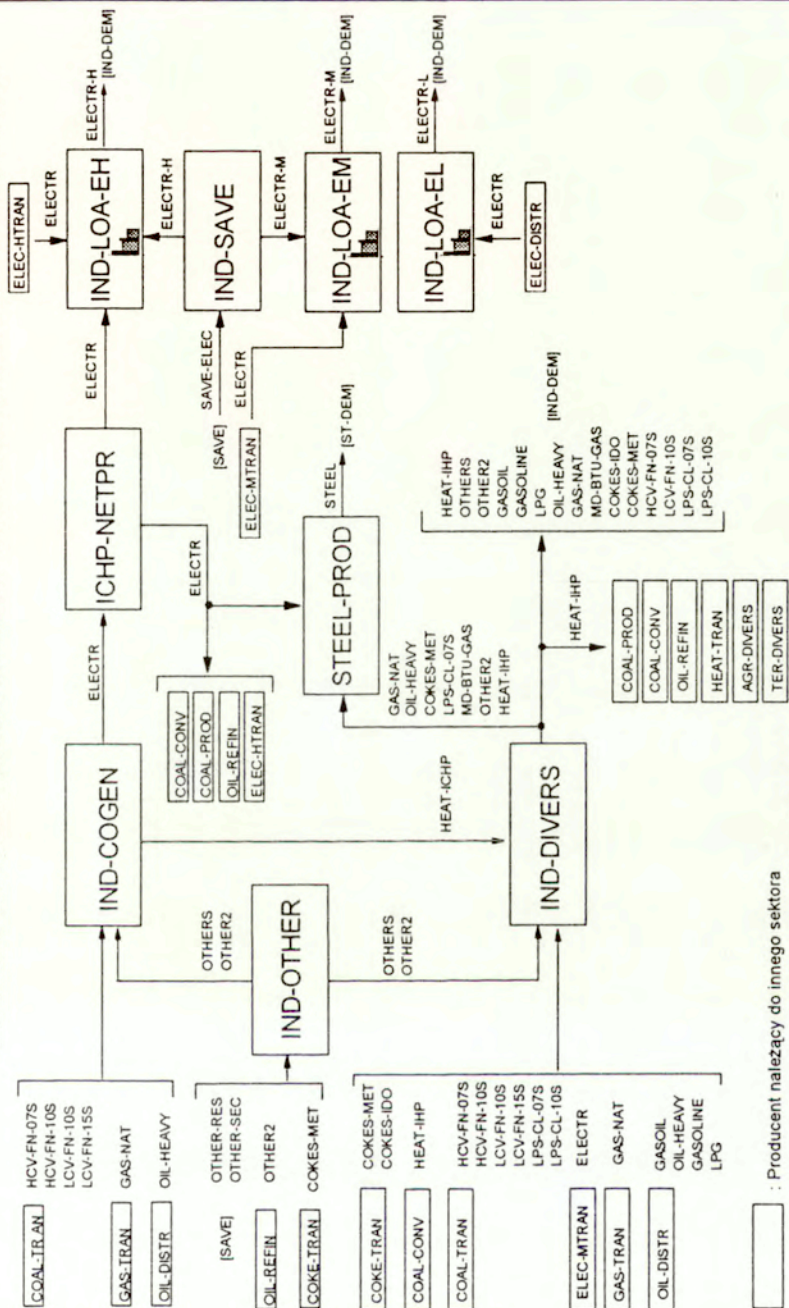
Sektor Elektroenergetyki Zawodowej

(bez elektrociepłowni)



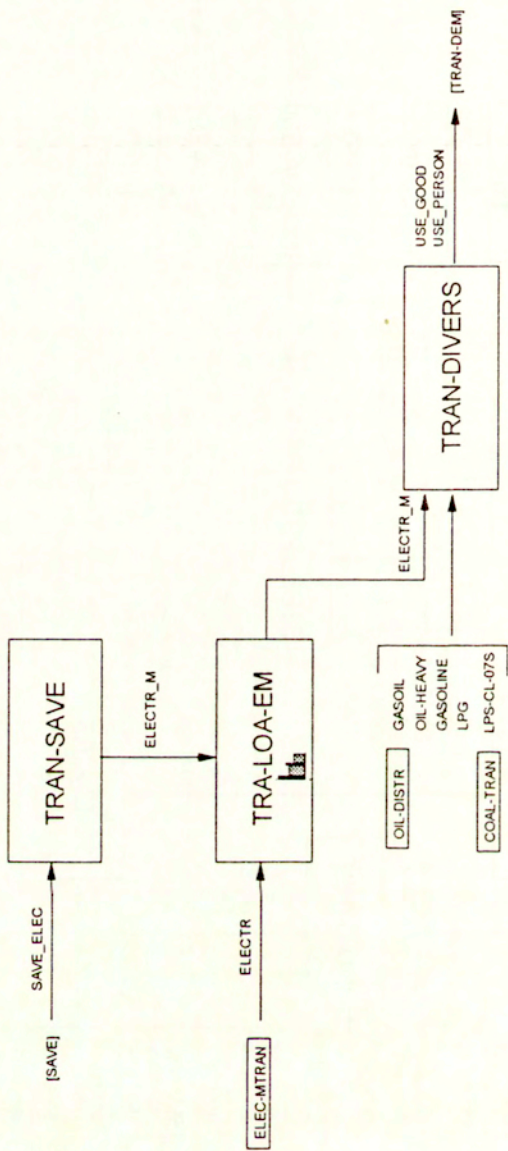
□ : Producent należący do innego sektora
 [...] : Źródła pozyskania nośników energii lub kategorie popytowe

Przemysł wraz z Ciepłowniami i Elektrociepłowniami przem.



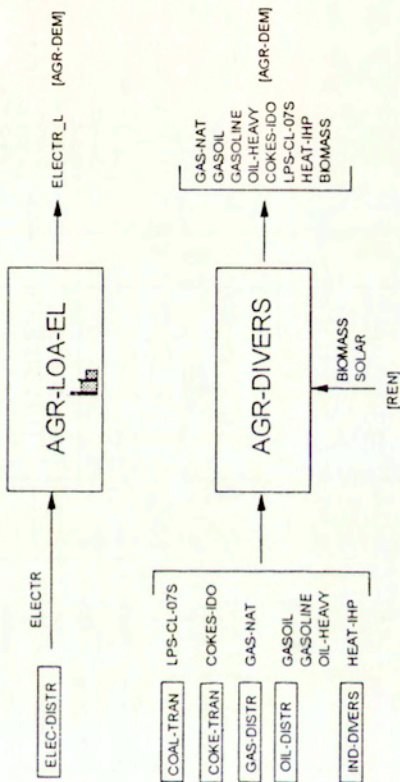
: Producent należący do innego sektora
 [...] : Źródła pozyskania nośników energii lub kategorie popytowe

Transport



[] : Producent należący do innego sektora
 [] : Źródła pozyskania nośników energii lub kategorie popytowe

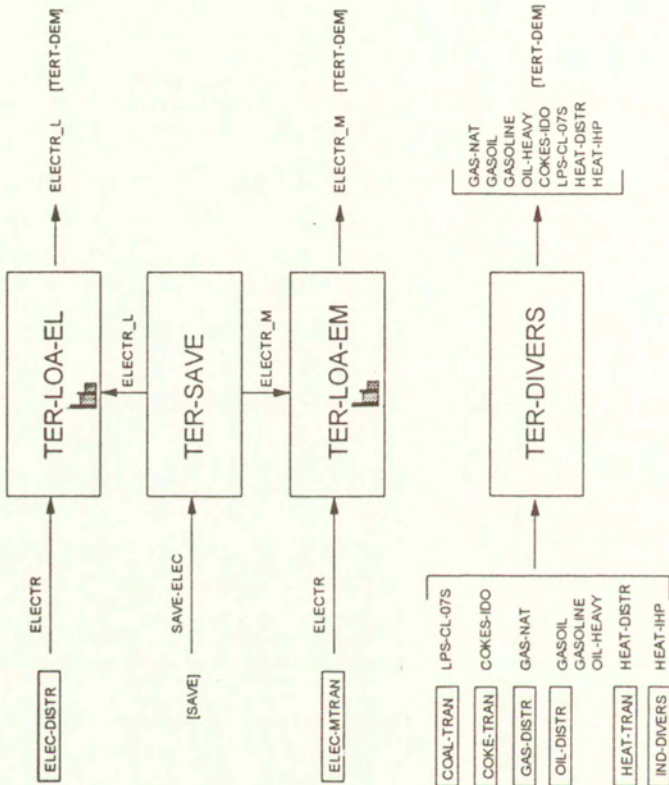
Rolnictwo



[] : Producent należący do innego sektora

[...] : Źródła pozyskania nośników energii lub kategorie popytowe

Sektor Handlu i Usług



[] : Producent należący do innego sektora

[...] : Źródła pozyskania nośników energii|| lub kategorie popytowe

Załącznik 3

**Struktura bazy danych programu do analizy danych
wejściowych i wyników modelu**

W załączniku tym opisano zbiory *dbf* zawierające dane wejściowe i wyniki modelu EFOM-PL przetworzone przy pomocy programu *EFOM2DBF*. Dla każdego zbioru przedstawiono jego zawartość oraz strukturę logiczną. Dane zgromadzone w tych zbiorach wykorzystywane są przez procedury, opracowane w środowisku Fox-Pro 2.5 z wykorzystaniem języka SQL, służące do analizy, przetwarzania, zestawiania i prezentacji danych i wyników obliczeń.

Objaśnienie najważniejszych nazw pól (kolumn)

sector	- nazwa sektora
producer	- nazwa producenta
unit	- nazwa technologii
process	- nazwa procesu
descript	- opis technologii
in_enc1	- nazwa pierwszego wsadu procesu
in_val1	- udział procentowy pierwszego wsadu w całkowitym wsadzie procesu
out_enc1	- nazwa pierwszego uzysku procesu
out_val1	- udział procentowy pierwszego uzysku w całkowitym uzysku procesu
...	- kolejne wsady i uzyski procesu
Gross_eff	- sprawność netto procesu
Avai_fac	- wskaźnik dostępności mocy
Conv_fac	- wskaźnik przeliczeniowy (zależny od przyjętej jedn. mocy)
Cost_inv	- koszt inwestycyjny technologii
Cost_fix	- koszt stały technologii
Cost_var	- koszt zmienny procesu
Life_tec	- czas eksploatacji technicznej technologii
Em_CO2	- wskaźnik emisji CO ₂ (procesowy)
Em_SO2	- wskaźnik emisji SO ₂ (procesowy)
Em_NOx	- wskaźnik emisji NO _x (procesowy)
Em_part	- wskaźnik emisji pyłów (procesowy)
Em_CO	- wskaźnik emisji CO (procesowy)
Em_CH	- wskaźnik emisji CH (procesowy)
Sum_PC	- wskaźnik rozkładu zużycia energii elektr. lub ciepła na sezony (procesowy)
Sum_LF	- wskaźnik rozkładu zuż. en. elektr. na okresy doby w sez. letnim (procesowy)
Win_LF	- wskaźnik rozkł. zuż. en. elektr. na okresy doby w sez. zimowym (procesowy)
Sum_LFMU	- mnożnik dla obciążenia pozaszczytowego w sezonie letnim (procesowy)
Win_LFMU	- mnożnik dla obciążenia pozaszczytowego w sezonie zimowym (procesowy)
typ	- typ przepływu (R-resource, I-Intermed, D-Demand)
from_prod	- nazwa producenta początkowego przepływu
to_prod	- nazwa producenta końcowego przepływu
en_carrier	- nazwa nośnika energii
param	- nazwa parametru
units	- jednostki miary
abatement	- nazwa technologii ochronnej
p1 - p6	- wartości liczbowe dla kolejnych podokresów (1990 - 2015)

Objaśnienia formatów pól zbiorów dbf

Tekstowy (X)	- pole znakowe o długości X znaków
Numeryczny (X,Y)	- pole numeryczne o długości X znaków, w tym Y miejsc po przecinku.

A. Dane wejściowe do obliczeń

1. Zbiór Inout.dbf

Zawartość:

Plik ten zawiera nazwy elementów systemu energetycznego, zapis ich hierarchicznej organizacji oraz charakterystyki technologii energetycznych. Plik ten tworzony jest ze zbioru generowanego przez program Interface'u użytkownika.

Struktura pliku:

Nazwa pola	Format
sector	tekstowy (10)
producer	tekstowy (10)
unit	tekstowy (10)
process	tekstowy (10)
descript	tekstowy (40)
in_enc1	tekstowy (10)
in_val1	numeryczny (6,3)
in_enc2	tekstowy (10)
in_val2	numeryczny (6,3)
.....	
out_enc1	tekstowy (10)
out_val1	numeryczny (5,3)
out_enc2	tekstowy (10)
out_val2	numeryczny (5,3)
.....	
Gross_eff	numeryczny (10,3)
Avai_fac	numeryczny (5,3)
Conv_fac	numeryczny (6,4)
Cost_inv	numeryczny (9,2)
Cost_fix	numeryczny (8,3)
Cost_var	numeryczny (7,3)
Life_tec	numeryczny (2)
Em_CO2	numeryczny (5,1)
Em_SO2	numeryczny (4)
Em_NOx	numeryczny (4)
Em_part	numeryczny (4)
Em_CO	numeryczny (4)
Em_CH	numeryczny (4)
Sum_PC	numeryczny (5,3)
Sum_LF	numeryczny (5,3)
Win_LF	numeryczny (5,3)
Sum_LFMU	numeryczny (5,3)
Win_LFMU	numeryczny (5,3)

2. Zbiór Abatement.dbf

Zawartość:

Plik zawiera nazwy i charakterystyki technologii ochronnych. Tworzony jest ze zbioru generowanego przez program Interface'u użytkownika.

Struktura pliku:

Nazwa pola	Format
process	tekstowy (10)
abatement	tekstowy (10)
Cost_inv	numeryczny (9,2)
Cost_var	numeryczny (7,3)
Avai_fac	numeryczny (5,3)
Life_tec	numeryczny (2)
SO2_abat	numeryczny (4)
NOx_abat	numeryczny (4)

3. Zbiór En_flow.dbf

Zawartość:

Plik ten zawiera definicje i parametry przepływów energii pomiędzy *producentami*. Wartości parametrów zadawane są oddzielnie dla każdego podokresu okresu badania.

Struktura pliku:

Nazwa pola	Format
typ	tekstowy (1)
from_prod	tekstowy (10)
to_prod	tekstowy (10)
en_carrier	tekstowy (10)
param	tekstowy (8)
p1	tekstowy (8)
p2	tekstowy (8)
p3	tekstowy (8)
p4	tekstowy (8)
p5	tekstowy (8)
p6	tekstowy (8)

B. Dane scenariuszowe (ograniczenia i więzy modelu)

4. Zbiór Unit_bnd.dbf

Zawartość:

Plik ten zawiera ograniczenia i więzy nakładane na *technologie* modelowe (ograniczenia mocy, ograniczenia typu *Market Allocation* - maksymalny, minimalny lub stały udział *technologie* w całkowitej produkcji danego *producenta*).

Struktura pliku:

Nazwa pola	Format
unit	tekstowy (10)
en_carrier	tekstowy (10)
param	tekstowy (8)
units	tekstowy (8)
p1	tekstowy (8)
p2	tekstowy (8)
p3	tekstowy (8)
p4	tekstowy (8)
p5	tekstowy (8)
p6	tekstowy (8)

5. Zbiór Proc_bnd.dbf

Zawartość:

Plik ten zawiera ograniczenia i więzy nakładane na *procesy* modelowe (ograniczenia produkcji, ograniczenia typu *Market Allocation* - maksymalny, minimalny lub stały udział *procesu* w produkcji całej *technologie*).

Struktura pliku:

Nazwa pola	Format
process	tekstowy (10)
en_carrier	tekstowy (10)
param	tekstowy (8)
units	tekstowy (8)
p1	tekstowy (8)
p2	tekstowy (8)
p3	tekstowy (8)
p4	tekstowy (8)
p5	tekstowy (8)
p6	tekstowy (8)

6. Zbiór *Env_regul.dbf*

Zawartość:

Plik zawiera zapis powiązań technologii (procesów) z instalacjami ochrony atmosfery.

Struktura pliku:

Nazwa pola	Format
process	tekstowy (10)
abatement	tekstowy (10)
p1	tekstowy (8)
p2	tekstowy (8)
p3	tekstowy (8)
p4	tekstowy (8)
p5	tekstowy (8)
p6	tekstowy (8)

C. Wyniki obliczeń

7. Zbiór *Res_capa.dbf*

Zawartość:

Plik ten zawiera wyniki obliczeń określające moce (zdolności produkcyjne) *technologii* modelowych w całym okresie badania.

Struktura pliku:

Nazwa pola	Format
unit	tekstowy (10)
units	tekstowy (8)
p1	tekstowy (8)
p2	tekstowy (8)
p3	tekstowy (8)
p4	tekstowy (8)
p5	tekstowy (8)
p6	tekstowy (8)

8. Zbiór *Res_prod.dbf*

Zawartość:

Plik ten zawiera wyniki określające produkcję *procesów* modelowych w całym okresie badania.

Struktura pliku:

Nazwa pola	Format
process	tekstowy (10)
units	tekstowy (8)

p1	tekstowy (8)
p2	tekstowy (8)
p3	tekstowy (8)
p4	tekstowy (8)
p5	tekstowy (8)
p6	tekstowy (8)

9. Zbiór Res_flow.dbf

Zawartość:

Plik ten zawiera wyniki obliczeń określające wartości *przepływów energii* w modelu w całym okresie badania.

Struktura pliku:

Nazwa pola	Format
typ	tekstowy (1)
from_prod	tekstowy (10)
to_prod	tekstowy (10)
en_carrier	tekstowy (10)
p1	tekstowy (8)
p2	tekstowy (8)
p3	tekstowy (8)
p4	tekstowy (8)
p5	tekstowy (8)
p6	tekstowy (8)

10. Zbiór Res_abat.dbf

Zawartość:

Plik ten zawiera wyniki obliczeń określające poziomy aktywności instalacji ochronnych, powiązanych z modelowymi *procesami* energetycznymi, w całym okresie badania.

Struktura pliku:

Nazwa pola	Format
process	tekstowy (10)
abatement	tekstowy (10)
units	tekstowy (8)
p1	tekstowy (8)
p2	tekstowy (8)
p3	tekstowy (8)
p4	tekstowy (8)
p5	tekstowy (8)
p6	tekstowy (8)



56551