

**Ekonomia**

# **Kształtowanie się cen energii elektrycznej w Polsce**

**Tomasz Motowidlak**



# **Kształtowanie się cen energii elektrycznej w Polsce**



WYDAWNICTWO  
UNIWERSYTETU  
ŁÓDZKIEGO

**Ekonomia**

# **Kształtowanie się cen energii elektrycznej w Polsce**

Tomasz Motowidlak



**WYDAWNICTWO  
UNIwersytetu  
ŁÓDZKIEGO**

Łódź 2019

Tomasz Motowidlak – Uniwersytet Łódzki, Wydział Ekonomiczno-Socjologiczny  
Katedra Biznesu i Handlu Międzynarodowego, 90-255 Łódź, ul. POW 3/5

RECENZENT

*Grażyna Wojtkowska-Łodej*

REDAKTOR INICJUJĄCY

*Beata Koźniewska*

REDAKTOR WYDAWNICTWA UŁ

*Joanna Maź*

SKŁAD I ŁAMANIE

*AGENT PR*

PROJEKT OKŁADKI

*Katarzyna Turkowska*

Zdjęcie wykorzystane na okładce: © Depositphotos.com/foottoo

© Copyright by Tomasz Motowidlak, Łódź 2019

© Copyright for this edition by Uniwersytet Łódzki, Łódź 2019

Wydane przez Wydawnictwo Uniwersytetu Łódzkiego

Wydanie I. W.09296.19.0.M

Ark. wyd. 8,0; ark. druk. 8,625

ISBN 978-83-8142-649-7

e-ISBN 978-83-8142-650-3

<https://doi.org/10.18778/8142-649-7>

Wydawnictwo Uniwersytetu Łódzkiego

90-131 Łódź, ul. Lindleya 8

[www.wydawnictwo.uni.lodz.pl](http://www.wydawnictwo.uni.lodz.pl)

e-mail: [ksiegarnia@uni.lodz.pl](mailto:ksiegarnia@uni.lodz.pl)

tel. (42) 665 58 63

# Spis treści

<b>Wykaz skrótów</b>	<b>7</b>
<b>Wstęp</b>	<b>9</b>
 Rozdział 1	
<b>Przyczyny wzrostu cen energii elektrycznej w Polsce</b>	<b>13</b>
1.1. Wprowadzenie	13
1.2. Wzrost kosztów zakupu pozwoleń na emisję CO <sub>2</sub>	22
1.3. Wzrost cen węgla kamiennego	24
1.4. Niska konkurencja na rynku energii elektrycznej w Polsce	25
1.4.1. Wzrost koncentracji rynkowej	25
1.4.2. Malejąca dynamika zmian sprzedawców energii elektrycznej	27
1.4.3. Spadek giełdowego handlu energią elektryczną	31
1.4.4. Niski import energii elektrycznej	33
1.5. Koszty modernizacji i rozwoju systemu elektroenergetycznego	37
1.6. Cenotwórczy charakter podatków i opłat	39
 Rozdział 2	
<b>Gospodarcze i społeczne efekty wzrostu cen energii elektrycznej w Polsce</b>	<b>43</b>
2.1. Wprowadzenie	43
2.2. Ryzyko wzrostu ubóstwa energetycznego	47
2.3. Ryzyko wzrostu cen towarów i usług konsumpcyjnych	56
2.4. Ryzyko spowolnienia gospodarczego	62
2.5. Problemy finansowe spółek obrotu	72
2.6. Możliwość wzrostu zdolności inwestycyjnych firm energetycznych	74
 Rozdział 3	
<b>Możliwości ograniczania wzrostu cen energii elektrycznej w Polsce</b>	<b>77</b>
3.1. Wprowadzenie	77
3.2. Rozwiązania i inicjatywy instytucjonalne	83
3.2.1. Wzmacnianie konkurencji na rynku energii elektrycznej	83

## 6 Spis treści

3.2.1.1.	Budowa rynku energii elektrycznej w Polsce	83
3.2.1.2.	Zwiększanie zakresu giełdowego handlu energią elektryczną	84
3.2.1.3.	Działania na rzecz integralności i przejrzystości rynku energii elektrycznej	85
3.2.1.4.	Intensyfikacja procesu zmiany sprzedawcy energii elektrycznej	87
3.2.1.5.	Wprowadzenie aukcyjnego systemu wsparcia energii odnawialnej	88
3.2.2.	Ochrona odbiorców energii elektrycznej	89
3.2.2.1.	Ochrona odbiorców indywidualnych	89
3.2.2.2.	Ochrona konkurencyjności odbiorców przemysłowych	90
3.2.2.3.	Ustawa o cenach energii elektrycznej	91
3.2.2.4.	Działania organów regulacyjnych i kontrolnych	93
3.2.3.	Współkształtowanie polityki energetycznej UE	97
3.3.	Inicjatywy odbiorców energii elektrycznej	100
3.3.1.	Samodzielne wytwarzanie energii elektrycznej	100
3.3.1.1.	Samodzielne wytwarzanie energii elektrycznej przez odbiorców przemysłowych	100
3.3.1.2.	Rozwój energetyki prosumenckiej i klastrów energii	102
3.3.2.	Zindywidualizowane strategie zakupu energii elektrycznej	105
3.3.2.1.	Strategia grupowego zakupu energii elektrycznej	105
3.3.2.2.	Strategia bezpośredniego kontraktowania energii elektrycznej	107
3.4.	Transformacja sektora elektroenergetycznego w Polsce	108
<b>Podsumowanie i wnioski</b>		<b>113</b>
<b>Bibliografia</b>		<b>123</b>
<b>Spis tabel</b>		<b>133</b>
<b>Spis rysunków</b>		<b>135</b>

# Wykaz skrótów

ACER	Agency for Cooperation of Energy Regulators (Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki)
BAT	Best Available Technology (Konkluzje dotyczące wymogów emisyjnych dla dużych obiektów energetycznego spalania)
C&I	Capital and Investment (Koszty kapitałowe)
CCC	Climate Change Committee (Komitet ds. Zmian Klimatu)
CPI	Consumer Price Index (Wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych)
CR	Concentration Ratio (Wskaźnik koncentracji)
DSR	Demand Side Response (Reakcja strony popytowej)
EEX	European Energy Exchange (Europejska Giełda Energii)
ERGEG	European Regulators Group for Electricity and Gas (Europejska Grupa Regulatorów Energii i Gazu)
EUA	European Emission Allowances (Pozwolenia na emisję CO <sub>2</sub> )
EU ETS	EU Emissions Trading System (Unijny system handlu pozwoleniami do emisji CO <sub>2</sub> )
GUS	Główny Urząd Statystyczny
GWe	Gigawat mocy elektrycznej
GWt	Gigawat mocy termicznej
GZM	Górnośląsko-Zagłębiowska Metropolia
HHI	Herfindahl-Hirschman Index (Wskaźnik Herfindahla-Hirschmana)
IA	Impact Assessment do Pakietu zimowego UE (Ocena skutków regulacji)
IED	Industrial Emissions Directive (Dyrektywa w sprawie emisji przemysłowych)
KE	Komisja Europejska
KNF	Komisja Nadzoru Finansowego
ŁGZ	Łódzka Grupa Zakupowa
ME	Ministerstwo Energii
MIFID II	Markets in Financial Instruments Directive (Dyrektywa w sprawie rynków instrumentów finansowych)
MSR	Market Stability Reserve (System rezerwy stabilizacyjnej)
MWe	Megawat mocy elektrycznej



MWt	Megawat mocy termicznej
NBP	Narodowy Bank Polski
NIK	Najwyższa Izba Kontroli
O&M	Operating and Maintenance (Koszty eksploatacji i utrzymania majątku produkcyjnego)
OSD	Operator systemu dystrybucyjnego
OSP	Operator systemu przesyłowego
OVH	Overhead (Koszty ogólne)
OZE	Odnawialne źródła energii
PEP 2040	Projekt polityki energetycznej Polski do 2040 r.
PGE S.A.	Polska Grupa Energetyczna S.A.
PKB	Produkt krajowy brutto
PKEE	Polski Komitet Energii Elektrycznej
PPA	Power Purchase Agreement (Kontrakt zakupu energii elektrycznej bezpośrednio od wytwórcy energii ze źródeł odnawialnych)
PSCMI1	Polish Steam Coal Market Index (Polski indeks węgla energetycznego)
PSE S.A.	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
PwC	Pricewaterhouse Coopers
RDB	Rynek dnia bieżącego
RDN	Rynek dnia następnego
SAIDI	System Average Interruption Duration Index (Wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej w dostawach energii elektrycznej)
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index (Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich w dostawie energii elektrycznej)
TGE	Towarowa Giełda Energii S.A.
TOE	Towarzystwo Obrotu Energią
TPA	Third Party Access (Zasada dostępu strony trzeciej)
UE	Unia Europejska
UOKiK	Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów
URE	Urząd Regulacji Energetyki
WDB	Wartość dodana brutto

# Wstęp

Koszty i dostępność energii elektrycznej są podstawowym czynnikiem determinującym dynamikę rozwoju gospodarek i poprawę warunków życiowych społeczeństw. Czynnikiem ten warunkuje bowiem poziom konkurencyjności przemysłu i jakość życia mieszkańców. Wobec stałego wzrostowego trendu zapotrzebowania na energię elektryczną zapewnienie możliwie niskich jej cen, a przez to w wielu przypadkach jej szerokiej dostępności, staje się coraz większym wyzwaniem dla wielu państw. Przetrwanie na rynku wielu przedsiębiorstw i godziwe warunki życia społeczeństw zależą bowiem od stabilnych i nieprzerwanych dostaw energii elektrycznej, oferowanej w akceptowalnej cenie.

Ceny energii elektrycznej w danym kraju kształtują się w zależności od wewnętrznych i zewnętrznych uwarunkowań funkcjonowania jego elektroenergetyki. Uwarunkowania te powodują, że różne mogą być przyczyny (lub przypisywanie im wag) wzrostu cen energii elektrycznej w poszczególnych państwach. Determinują one także zestaw środków i działań, zarówno krótko-, jak i długookresowo, które mogą prowadzić do ograniczenia tego wzrostu lub przeciwdziałania jego skutkom. Zróżnicowany może być również wpływ wzrostu cen energii elektrycznej na gospodarkę i poziom życia społeczeństw. Zależy on bowiem głównie od poziomu efektywności energetycznej i oszczędności energii oraz od możliwości i skłonności państw do ich poprawy.

Wewnętrzne i zewnętrzne uwarunkowania polskiej elektroenergetyki powodują, że utrzymanie cen energii elektrycznej na możliwie niskim poziomie jest zadaniem szczególnie trudnym. Uwarunkowań wewnętrznych, obejmujących przede wszystkim dominację węgla w strukturze wytwarzania energii elektrycznej, bliską perspektywę wycofania z tej struktury części jednostek ze względu na niskie parametry pracy, niską konkurencję na rynku energii elektrycznej, niski poziom elastyczności systemu elektroenergetycznego oraz niewielkie możliwości wymiany transgranicznej, nie można bowiem uznać za okoliczności ułatwiające realizację tego zadania. Niekorzystny wpływ na możliwość utrzymania cen energii elektrycznej w Polsce na możliwie niskim poziomie wywierają także czynniki

zewnątrzne. Ukierunkowane na spełnienie wymogów środowiskowych założenia polityki energetycznej UE, rosnące ceny surowców energetycznych oraz uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> są najbardziej jaskrawymi przykładami tego wpływu.

Bezpośrednią inspiracją do podjęcia tego tematu był gwałtowny wzrost hurtowych cen energii elektrycznej w Polsce w okresie jesiennym 2018 r. Mimo że w 2019 r. ceny te są niższe, problematyka ta zachowuje aktualność. Polska gospodarka i polskie społeczeństwo nadal muszą się liczyć z ryzykiem wystąpienia kolejnych wzrostów cen energii elektrycznej na rynku hurtowym. Trwałe ograniczenie tego ryzyka może bowiem zapewnić transformacja polskiej elektroenergetyki, w tym w szczególności zmiana struktury wytwarzania energii elektrycznej oraz rozwój połączeń transgranicznych. W tych okolicznościach hurtowe ceny energii elektrycznej w Polsce nadal będą narażone na szerokie oddziaływanie czynników fundamentalnych, tj. cen węgla oraz cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Ryzyko wystąpienia kolejnych wzrostów jej cen związane jest z krótkoterminowym charakterem części działań, które podjęto na rzecz ich ograniczenia. Ponadto transformacja polskiej elektroenergetyki będzie wymagała znacznych nakładów inwestycyjnych, które mogą zostać uwzględnione w cenach energii elektrycznej.

W kontekście wspomnianych problemów i zależności rysuje się zasadniczy cel książki. Jest nim identyfikacja najbardziej znaczących przyczyn i efektów wzrostu cen energii elektrycznej w Polsce oraz działań na rzecz jego ograniczania, a także ocena skuteczności tych działań. Realizacji tego celu została podporządkowana struktura pracy, która obejmuje trzy zasadnicze rozdziały oraz podsumowanie i wnioski.

Rozdział pierwszy został poświęcony głównym przyczynom wzrostu cen energii elektrycznej w Polsce. Obok najczęściej wskazywanych przyczyn, tj. wzrostu cen węgla i cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, zaliczono do nich także niską konkurencję na rynku energii elektrycznej, która jest głównie wynikiem wzrostu koncentracji rynkowej, malejącej dynamiki zmian sprzedawców energii elektrycznej oraz niskiego importu energii elektrycznej. Uwzględniono cenotwórczy charakter kosztów modernizacji i rozwoju systemu elektroenergetycznego oraz podatków i opłat. Przyczyny te zostały zaprezentowane z uwzględnieniem wewnętrznych uwarunkowań funkcjonowania rynku energii elektrycznej w Polsce i krajowej elektroenergetyki.

W rozdziale drugim zidentyfikowano główne gospodarcze i społeczne efekty wzrostu cen energii elektrycznej w Polsce. Wśród efektów społecznych wzrostu cen energii elektrycznej pierwszoplanową rolę odgrywa problem ubóstwa energetycznego, który w Polsce jest przedmiotem usystematyzowanych badań dopiero od kilku lat. Najważniejsze efekty gospodarcze wzrostu tych cen obejmują spadek konkurencyjności przemysłu i spowolnienie rozwoju gospodarczego kraju oraz wzrost cen towarów i usług konsumpcyjnych, a w konsekwencji wzrost poziomu inflacji. Wzrost cen energii elektrycznej spowodował także problemy finansowe części spółek obrotu, które nie zabezpieczyły swoich pozycji na hurtowym rynku energii elektrycznej. Jednak może on być również źródłem wzrostu zdolności

inwestycyjnych przedsiębiorstw energetycznych i przyczynić się do wzrostu ich wartości.

W rozdziale trzecim dokonano identyfikacji głównych działań, które mogą zostać podjęte zarówno przez państwo, jego organy regulacyjne i kontrolne, jak i przez uczestników rynku energii elektrycznej na rzecz utrzymania cen tej energii na możliwie niskim poziomie. Wśród nich istotną rolę odgrywają regulacje polskiego rządu, liberalizujące krajowy rynek energii elektrycznej oraz zmierzające do współkształtowania polityki energetycznej UE i nadania jej takich treści, które nie prowadziłyby do znacznych wzrostów cen energii elektrycznej w Polsce. Utrzymaniu cen energii elektrycznej na możliwie niskim poziomie służą także regulacje ukierunkowane na wzmacnianie konkurencji na rynku energii elektrycznej oraz na ochronę odbiorców końcowych energii elektrycznej. Na szczególną uwagę zasługują inicjatywy odbiorców zmierzające do uruchomienia samodzielnego wytwarzania energii elektrycznej oraz stosowania zindywidualizowanych form jej zakupu. Strategiczny charakter mają działania dotyczące przebudowy elektroenergetyki, w tym w szczególności zmiany struktury wytwarzania energii elektrycznej, poprawy elastyczności systemu elektroenergetycznego i efektywności energetycznej oraz rozwoju infrastruktury przesyłowej i zwiększenia zakresu transgranicznego handlu energią elektryczną.

W części obejmującej podsumowanie i wnioski dokonano oceny skuteczności rozpatrywanych działań na rzecz utrzymania cen energii elektrycznej w Polsce na możliwie niskim poziomie. Ocenę tą przeprowadzono, wykorzystując metody sztucznej inteligencji, które umożliwiły stosunkowo proste i czytelne ilościowe ujęcie jakościowych zależności wiążących te działania z ich efektami.



## Rozdział 1

# Przyczyny wzrostu cen energii elektrycznej w Polsce

### 1.1. Wprowadzenie

Koszty wytwarzania energii elektrycznej obejmują zasadniczo koszty operacyjne (koszty zmienne) tego wytwarzania oraz koszty kapitałowe (koszty stałe). Ich struktura w danym kraju zależy zatem w przeważającym stopniu od technologii wytwarzania energii elektrycznej, determinujących obie te kategorie kosztów. Koszty te stanowią podstawę składania ofert cenowych w handlu hurtowym energią elektryczną, który zachodzi między wytwórcami tej energii a spółkami obrotu i największymi odbiorcami przemysłowymi. Handel ten odbywa się w większości na wyspecjalizowanych giełdach<sup>1</sup> (w Polsce na TGE), pełniących funkcję hurtowych rynków energii elektrycznej, na których wyznaczane są jej ceny hurtowe. Wobec stosowanego w handlu giełdowym systemu cen krańcowych ceny hurtowe energii elektrycznej kształtują się generalnie pod wpływem kosztów operacyjnych jej wytwarzania.

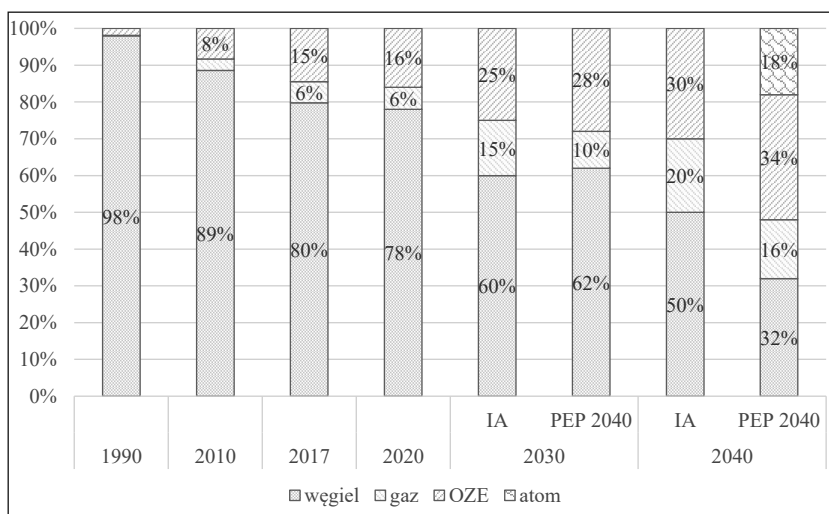
Detaliczne ceny energii elektrycznej obowiązują między spółkami obrotu (sprzedawcami energii elektrycznej) a odbiorcami końcowymi tej energii. W Polsce dla odbiorców z grupy taryfowej G, tj. dla odbiorców z gospodarstw domowych (odbiorcy indywidualni), ceny te są regulowane urzędowo na podstawie uniwersalnych, całodobowych i jednostrefowych taryf zatwierdzanych raz do roku przez Prezesa URE. Dla odbiorców przemysłowych i biznesowych z pozostałych grup taryfowych obejmujących największych odbiorców przemysłowych, np. huty, kopalnie, stocznie oraz duże fabryki i zakłady produkcyjne (grupa taryfowa A), centra handlowe, obiekty rekreacyjne, hotele, fabryki, szpitale, stacje paliw, hydrofarmie, fermy kurze, szklarnie (grupa taryfowa B) oraz małe i średnie przedsiębiorstwa, gospodarstwa rolne, sklepy i punkty handlowo-usługowe (grupa taryfowa C), ceny energii elektrycznej nie są regulowane, a ich wysokość reguluje wolny rynek

---

1 Część tego handlu realizowana jest w bezpośrednich transakcjach, tj. w drodze umów bilateralnych, między uczestnikami rynku hurtowego.

energii<sup>2</sup>. Regulowane ceny detaliczne energii elektrycznej są nierzadko obciążane dodatkowymi opłatami, które mają zwiększyć zdolności inwestycyjne firm energetycznych<sup>3</sup>. W Polsce opłaty są istotnym składnikiem cen energii elektrycznej dla odbiorców z gospodarstw domowych. W 2017 r. płacili oni bowiem ponad 150 euro/MWh energii elektrycznej, podczas gdy odbiorcy przemysłowi – poniżej 80 euro<sup>4</sup>.

W Polsce w 2017 r. wytworzono 165,85 TWh energii elektrycznej, przy czym znaczna jej część pochodziła z węgla. Elektrownie opalane węglem kamiennym dostarczyły bowiem 79,9 TWh tej energii, co stanowiło 47,8% jej produkcji ogółem, zaś analogiczne parametry dla węgla brunatnego wyniosły odpowiednio 52,0 TWh i 31%<sup>5</sup>. Oznacza to, że udział węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej w Polsce wyniósł 79,8% i spadł, po raz pierwszy w historii, poniżej 80%<sup>6</sup> (rys. 1). Jeszcze w 1990 r. wynosił on bowiem 98,0%, zaś w 2010 r. 88,6%. Jednocześnie w okresie 1990–2017 wzrósł udział OZE i gazu w wytwarzaniu energii elektrycznej.

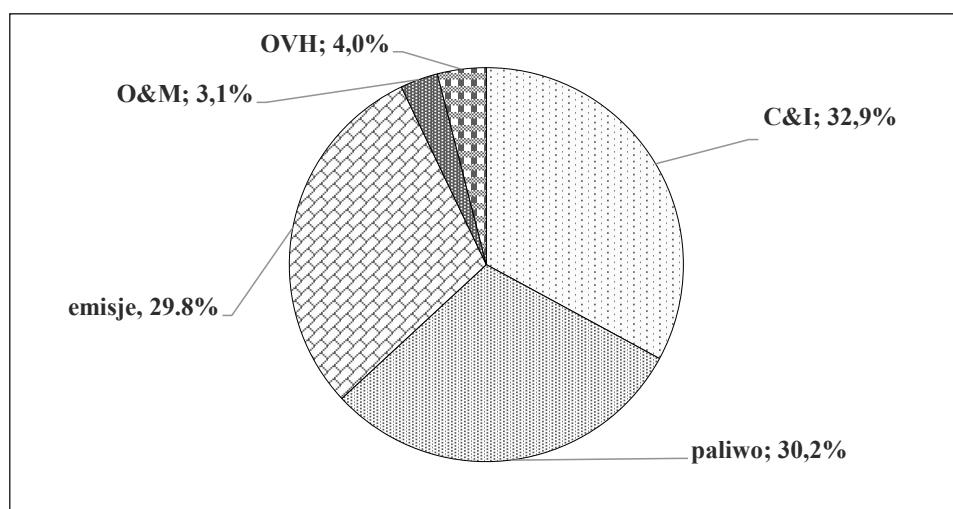


**Rysunek 1.** Dotychczasowa i prognozowana paliwowa struktura wytwarzania energii elektrycznej w Polsce

**Źródło:** Raport 2017 KSE, Warszawa 2018, <https://www.pse.pl> (dostęp: 13.09.2018); Projekt polityki energetycznej Polski do 2040 r., Ministerstwo Energii, Warszawa 2018, <https://www.gov.pl> (dostęp: 12.12.2018); oraz W. Mielczarski, *Polityka energetyczna Polski 2040*, <https://biznesalert.pl> (dostęp: 7.11.2018).

- 2 Odbiorcy grup taryfowych A, B, C pobierają energię elektryczną na zaspokojenie potrzeb innych niż potrzeby socjalno-bytowe, zaś odbiorcy grupy taryfowej G pobierają ją wyłącznie na pokrycie tych potrzeb.
- 3 K. Świrski, *Iluzja i klęska konkurencyjnego rynku energii dla odbiorców indywidualnych...*, <https://www.cire.pl> (dostęp: 10.09.2018).
- 4 Niemcy miały najwyższe ceny energii w Europie, <https://biznesalert.pl> (dostęp: 10.01.2019).
- 5 Raport 2017 KSE, <https://www.pse.pl> (dostęp: 13.09.2018), s. 44.
- 6 Najniższy udział węgla w polskiej energetyce od 100 lat, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 16.02.2018).

Ukształtowana w Polsce struktura wytwarzania energii elektrycznej sprawia, że koszty ogółem tego wytwarzania w ok. 1/3 odzwierciedlają koszty kapitałowe (C&I), związane z budową jednostek wytwórczych. Koszty operacyjne odpowiadają za ponad 60% kosztów ogółem wytwarzania energii elektrycznej w Polsce i obejmują przede wszystkim koszty zakupu węgla oraz pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub><sup>7</sup> (rys. 2). Strukturę kosztów ogółem wytwarzania energii elektrycznej w Polsce uzupełniają koszty eksploatacji i utrzymania majątku produkcyjnego (O&M) oraz koszty ogólne (OVH). Struktura ta jest determinowana węglową technologią wytwarzania energii elektrycznej, chociaż istotny w okresie 2010–2017 wzrost udziału instalacji odnawialnych w tej strukturze spowodował zauważalny wzrost znaczenia kosztów C&I.



**Rysunek 2.** Struktura kosztów wytwarzania energii elektrycznej w Polsce

**Źródło:** opracowanie własne na podstawie: A. Strupczewski, *Analiza i ocena kosztów energii elektrycznej z różnych źródeł energii w Polsce*, Raport NCBJ, Warszawa 2015, <https://docplayer.pl> (dostęp: 12.10.2018).

Ceny hurtowe energii elektrycznej są pochodną kosztów operacyjnych jej wytwarzania. Oznacza to, że ceny te nie „przenoszą” w szczególności kosztów C&I, tj. kosztów stałych. Taki mechanizm wyznaczania tych cen wynika ze stosowania na giełdach energii elektrycznej (w tym na TGE w Polsce), na których się one kształtują, systemu cen krańcowych. Polega on na tym, że zgłoszone oferty sprzedaży ustawia się w kolejności od ceny najniższej do najwyższej i ostatnia zaakceptowana oferta, aby zaspokoić zapotrzebowanie, ustala cenę hurtową energii elektrycznej. Istotne przy tym jest to, że wszyscy wytwórcy otrzymują tę samą cenę,

7 B. Zaporowski, *Koszty wytwarzania energii elektrycznej dla perspektywicznych technologii wytwórczych polskiej elektroenergetyki*, „Polityka Energetyczna” 2012, t. 15, z. 4, s. 52.



niezależnie od ceny ich ofert<sup>8</sup>. Oferty sprzedaży energii elektrycznej szeregowane są z zastosowaniem zasady *merit order*, tj. według ich kosztu krańcowego, którym zasadniczo jest koszt operacyjny<sup>9</sup>. Zatem o dopuszczeniu jednostki wytwórczej do pracy w systemie decydują koszty zmienne wytwarzania oraz wysokość zapotrzebowania na energię elektryczną. Im wyższe zapotrzebowanie, tym droższa jednostka podejmuje pracę w systemie, wyznaczając cenę hurtową<sup>10</sup>. W konsekwencji tańsze jednostki osiągają wyższą marżę, pokrywając nie tylko swoje koszty zmienne, lecz także koszty stałe (lub ich część) wytwarzania<sup>11</sup>.

W systemie cen krańcowych problematyczna pozostaje kwestia pokrywania kosztów stałych przez droższe jednostki wytwórcze, tj. uszeregowane, w myśl zasady *merit order*, w końcowej części „stosu” ofert. Z założenia koszty te mają być odzyskiwane w okresach szczytowych cen, które pojawiają się na rynku, najczęściej w związku z oddziaływaniem przyczyn technicznych i pogodowych, np. awarii lub remontów jednostek wytwórczych, czynników pogodowych. Jednostki te coraz częściej odzyskują koszty stałe w drodze rozwiązań administracyjnych, co zapewniają np. systemy wynagradzania za utrzymywanie mocy wytwórczych, wsparcia energetyki odnawialnej, kogeneracji lub poprawy efektywności energetycznej. Rozwiązania te nie obciążają rynkowych cen hurtowych, mają jednak cenotwórczy charakter w stosunku do cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych.

Koszt zakupu energii elektrycznej na rynku hurtowym jest w Polsce istotnym komponentem jej ceny detalicznej. W ponad połowie jest ona bowiem kształtowana przez cenę hurtową powiększoną o podatki i akcyzę (rys. 3). W pozostałej części na cenę energii elektrycznej dla odbiorcy końcowego wpływają opłaty, z których najważniejsza jest opłata dystrybucyjna, dotycząca zarówno przesyłu, jak i dystrybucji energii elektrycznej. Opłata na rzecz OSP, obejmująca głównie składnik sieciowy oraz składnik związany z kosztami usług systemowych, w całości przenoszona jest bowiem do opłaty dystrybucyjnej. Prawie 35% opłaty dystrybucyjnej stanowią koszty kapitałowe oraz koszty strat sieciowych<sup>12</sup>. W ok. 7% cena energii elektrycznej dla odbiorców końcowych kształtowana jest przez opłaty, odzwierciedlające głównie koszty zakupu, przez sprzedawcę energii elektrycznej, wymaganej ilości praw majątkowych, a od 2021 r. także koszty funkcjonowania rynku mocy. Koszty sprzedawcy, odpowiedzialne za ok. 4% tej ceny, obejmują głównie koszty obrotu oraz marżę<sup>13</sup>.

8 W. Mielczarski, *Rynek energii elektrycznej. Wybrane aspekty techniczne i ekonomiczne*, Wydawnictwo Politechniki Łódzkiej, Łódź 2003, s. 41.

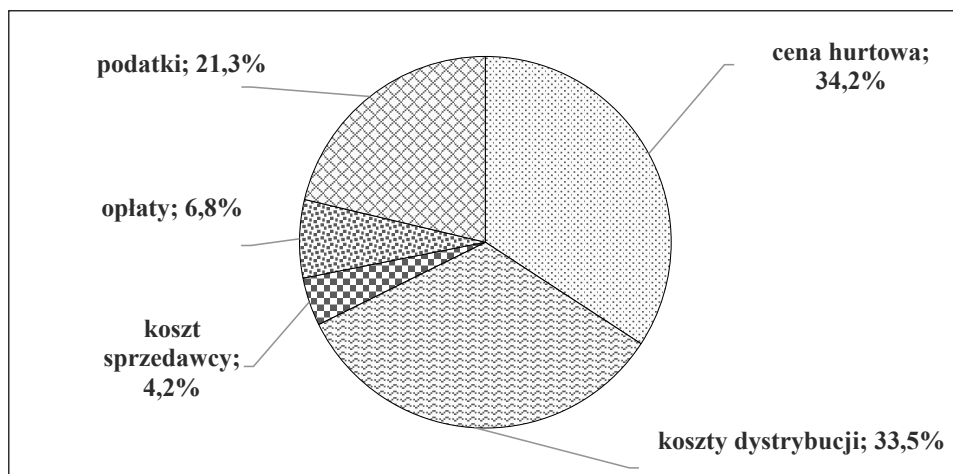
9 5 mitów polskiej elektroenergetyki, PwC, ING Bank Śląski, Warszawa maj 2014, s. 9, <https://www.kierunekenergetyka.pl> (dostęp: 4.11.2018).

10 7 pokus polskiej energetyki 2016, PwC, Warszawa maj 2016, s. 5, <https://www.pwc.pl/pl> (dostęp: 4.11.2018).

11 W. Jakóbiak (red.), *Jaka energia będzie napędzać polską gospodarkę?*, Instytut Jagielloński, Warszawa czerwiec 2016, s. 14.

12 J. Popczyk, *Klastry energetyczne – tak. Energetyka jądrowa i rynek mocy – nie. Nowy rynek energii elektrycznej – tak, na ten jest już najwyższy czas!!!*, Biblioteka Źródłowa Energetyki Prosumenckiej, <https://www.cire.pl> (dostęp: 16.08.2016).

13 Zarysowana struktura ceny detalicznej dotyczy odbiorców indywidualnych.



**Rysunek 3.** Główne komponenty ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych w Polsce

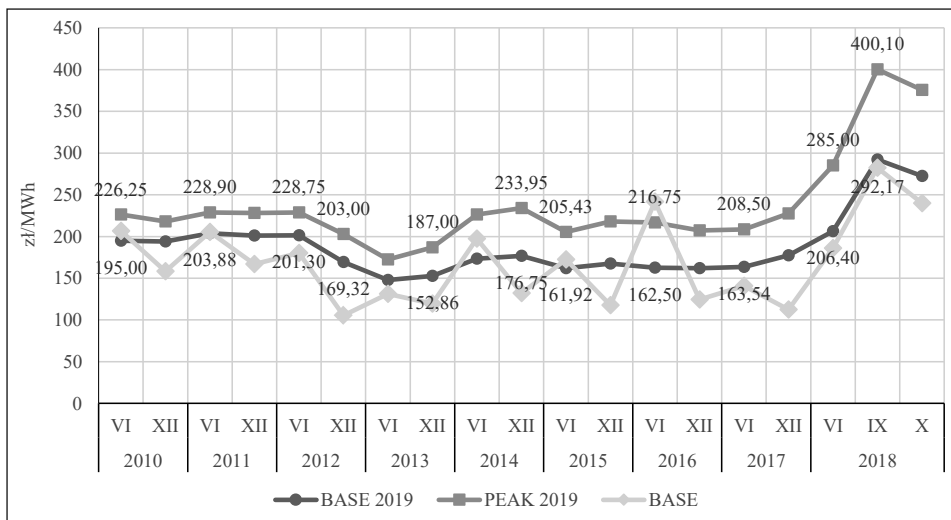
**Źródło:** opracowanie własne na podstawie: *Dlaczego Niemcy płacą 2x więcej za prąd?*, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 3.06.2015), oraz M. Kulesa, *Energia Plus – nowe trendy na rynku energii*, XIV Kongres Nowego Przemysłu, Warszawa, 12.10.2017.

Udziały komponentów ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych zmieniają się (nie naruszając zasadniczo relacji między nimi) pod wpływem zmian ich wartości. Oprócz ceny hurtowej w największym stopniu na oddziaływanie czynników rynkowych podatna jest wysokość opłat, która zależy m.in. od kosztów zakupu (notowanych na giełdzie) praw majątkowych. Wysokość obciążeń fiskalnych jest bowiem ustalana administracyjnie, zaś taryfy na usługi dystrybucji energii elektrycznej wymagają zatwierdzenia przez Prezesa URE. Taryfy dystrybucyjne ustalane są głównie na podstawie kosztów funkcjonowania i utrzymania infrastruktury sieciowej, tj. dystrybucyjnej i przesyłowej, kosztów zarządzania systemem elektroenergetycznym oraz kosztów usług dodatkowych (np. regulacji częstotliwości i napięcia, utrzymywania rezerwy mocy czynnej, bilansowania systemu)<sup>14</sup>.

W czerwcu 2018 r. ceny hurtowe energii elektrycznej w Polsce znacznie przekroczyły 200 zł/MWh, osiągając we wrześniu najwyższy od 2010 r. poziom. Średnia cena kontraktu na dostawę na energię elektryczną na RDN TGE osiągnęła wówczas poziom ponad 280 zł/MWh (cena BASE) i była prawie o 80% wyższa od średniej ceny tego kontraktu z lat 2010–2017 (rys. 4). Podobna była dynamika cen kontraktów terminowych z dostawą na 2019 r. Cena kontraktów terminowych BASE (BASE 2019) zbliżyła się bowiem do poziomu 300 zł/MWh, co oznacza przekroczenie średniego jej poziomu z okresu 2010–2017 o ponad 70%. Z kolei cena kontraktu terminowego PEAK (PEAK 2019) wzrosła do ponad 400 zł/MWh, tj. była o ponad 86% wyższa od średniej ceny tego kontraktu z lat 2010–2017.

14 T. Motowidlak, *Efekty wdrażania polityki energetycznej Unii Europejskiej w zakresie rynku energii elektrycznej*, t. 1, Wydawnictwo Uniwersytetu Łódzkiego, Łódź 2010, s. 109.

W związku z obowiązującym w Polsce wymogiem taryfowania cen energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych (grupy taryfowej G) wzrost rynkowych cen hurtowych tej energii dotknął bezpośrednio odbiorców przemysłowych i komercyjnych, niepodlegających temu wymogowi.



**Rysunek 4.** Notowania kontraktów terminowych BASE i PEAK na dostawy energii elektrycznej w 2019 r.

**Źródło:** Towarowa Giełda Energii, <https://wyniki.tge.pl/wyniki/archiwum> (dostęp: 15.12.2018).

W okresie 2010–2017 występowały wprawdzie przypadki przekraczania przez ceny BASE poziomu 200 zł/MWh, ale miały one charakter przejściowy. Pojawiały się one bowiem zwykle w okresie od czerwca do sierpnia, co było związane z występowaniem letniego szczytu zapotrzebowania. Ceny te osiągają wysokie poziomy w tym okresie ze względu na niską elastyczność polskiego systemu elektroenergetycznego, który ma problemy z pokryciem tego zapotrzebowania<sup>15</sup>. Upały skutkują bowiem nie tylko wzrostem zużycia energii, lecz także zmniejszają zdolności przesyłowe linii energetycznych oraz doprowadzają do ograniczeń pracy niektórych elektrowni ciepłych z powodu wysokiej temperatury wody chłodzącej. Jednak wzrost cen hurtowych energii elektrycznej w Polsce w okresie jesiennym 2018 r. miał fundamentalne przyczyny, do których w pierwszej kolejności należy zaliczyć rosnące ceny pozwoleń do emisji CO<sub>2</sub> oraz węgla<sup>16</sup>.

Wykonane dla KE symulacje oraz analizy ekspertów wskazują, że w Polsce będzie postępowo procentowe zmniejszanie udziału węgla w wytwarzaniu

15 Aktualnie rekord zapotrzebowania na moc wynosi 23 521 MW i padł dnia 31 lipca 2018 r., za: *Dziś padł historyczny rekord zapotrzebowania na moc w szczycie letnim*, <https://forsal.pl> (dostęp: 31.07.2018).

16 *Ceny energii rosną, jakie będą konsekwencje?*, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 13.09.2018).

energii elektrycznej (rys. 1). Według jednej z najbardziej kompleksowych symulacji, tzw. Impact Assessment do Pakietu zimowego UE<sup>17</sup>, wykonanej przez Uniwersytet Narodowy w Atenach i nieuwzględniającej uruchomienia bloków jądrowych w Polsce, udział ten wyniesie 60% w 2030 r., zaś 50% w 2040 r. Zgodnie z zapisami PEP 2040, opublikowanego w listopadzie 2018 r. i zakładającego uruchomienie tych bloków, udział węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej w naszym kraju wyniesie 62% w 2030 r. i 32% w 2040 r.<sup>18</sup> Znaczny spadek tego udziału w 2040 r., według PEP 2040, ma być wynikiem nie tylko powstania elektrowni jądrowych (przewiduje się, że udział tych elektrowni w wytwarzaniu energii elektrycznej w Polsce wyniesie 18%), lecz także rozwoju energetyki odnawialnej (34%).

Ze względu na potrzebę zbilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną węgiel pozostanie jeszcze przez wiele lat podstawowym surowcem do jej wytwarzania w Polsce. Wobec spodziewanego wzrostu zużycia energii elektrycznej wolumen spalane go węgla nie zmniejszy się<sup>19</sup>. W 2040 r., nawet przy założeniu bardzo niskiego wzrostu zużycia energii elektrycznej, wynoszącego 1,0% rocznie, zapotrzebowanie wyniesie co najmniej 220 TWh, które w 50%, tj. na poziomie 110 TWh, trzeba będzie pokryć z węgla<sup>20</sup>. Dlatego też węglowe jednostki wytwórcze w Polsce będą musiały dysponować mocą rzędu 18 000 MW. Ponieważ w 2040 r. wyniesie ona ok. 6000 MW<sup>21</sup>, w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego należy zainstalować ponad 12 000 MW mocy w tych jednostkach, co odpowiada budowie 14 bloków o mocy 900 MW lub odpowiednio większej ilości mniejszych mocowo jednostek wytwórczych<sup>22</sup>.

Strategiczna rola węgla w krajowej elektroenergetyce wynika wprost z PEP 2040, zgodnie z którym surowiec ten będzie w okresie najbliższych trzech dekad podstawowym paliwem wykorzystywanym do wytwarzania energii elektrycznej w Polsce<sup>23</sup>. Jeśli trafne okażą się te prognozy, które nie zakładają budowy elektrowni

- 
- 17 Pakiet zimowy UE, określany także mianem pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”, jest zbiorem ośmiu aktów prawnych, wyznaczającym kierunki transformacji unijnego sektora energetycznego. Dla Polski oznacza on przede wszystkim przyspieszenie procesu odchodzenia od węgla. Propozycja pakietu została przedstawiona dnia 30 listopada 2016 r. w dokumencie „Clean Energy for all Europeans”, COM (2016) 860 final. Jego przepisy wejdą w życie najprawdopodobniej w 2021 r., za: P. Krysiak, *Pakiet zimowy UE wchodzi w życie*, „Rynek Instalacyjny” 2019, nr 3.
  - 18 *Polityka energetyczna 2040 – pobożne życzenia w sprawie węgla i atomu*, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 26.11.2018).
  - 19 W. Mielczarski, *Polityka energetyczna Polski 2040*, <https://biznesalert.pl> (dostęp: 7.11.2018).
  - 20 Przy założeniu, że nie powstaną energetyka jądrowa.
  - 21 W 2040 r. muszą zostać zlikwidowane wszystkie jednostki wytwórcze wybudowane przed 2000 r., ponieważ ich wiek przekroczy 40 lat. Ta moc pozwoli na wytworzenie jedynie 36 TWh energii elektrycznej.
  - 22 W. Mielczarski, *Musimy wybudować 14 nowych bloków węglowych klasy 900 MW w ciągu następnych 20 lat*, <https://www.cire.pl> (dostęp: 14.11.2018).
  - 23 T. Olkusiński, W. Suwała, A. Wyrwa, *Perspektywy energetyki węglowej w Polsce i na świecie*, „Rynek Energii” 2017, nr 4(131).

jądrowych<sup>24</sup>, znaczenie węgla będzie jeszcze większe<sup>25</sup>. Zatem koszty związane z węglową technologią wytwarzania nadal będą, w istotny sposób, odpowiedzialne za kształtowanie się cen hurtowych (a w konsekwencji także cen dla odbiorców końcowych) energii elektrycznej w Polsce. Dlatego też ceny te będą w dużym stopniu zależeć od cen węgla oraz od cen pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub>, tj. od kosztów zmiennych wytwarzania energii elektrycznej, które są zasadniczo kształtowane pod wpływem czynników rynkowych, chociaż na poziom cen tych pozwoleń oddziałują także czynniki systemowe (np. ingerencja KE w rynkowy mechanizm ustalania ich cen) (tab. 1).

Istotnym czynnikiem wsparcia lub przyczyną wzrostu cen energii elektrycznej w Polsce jest niski stopień konkurencji rynkowej. Nie wywiera on bowiem wystarczającej presji na spadek tych cen zarówno na rynku hurtowym, jak i detalicznym. Konkurencji na rynku hurtowym nie sprzyja przede wszystkim znaczny wzrost koncentracji rynkowej oraz stosunkowo niskie możliwości importu energii elektrycznej, zaś na rynku detalicznym – niewielki zakres zmiany sprzedawców. Czynniki odpowiedzialne za konkurencję na rynku energii elektrycznej w Polsce mają w dużej mierze charakter systemowy (np. strategia w zakresie fuzji i przejęć, regulacje dotyczące zmian sprzedawcy, ustalenia odnośnie obliża giełdowego) i stanowią istotny punkt oparcia dla cen energii elektrycznej. Za taki punkt można także generalnie uznać koszty rozwoju i modernizacji systemu elektroenergetycznego. Wysokie koszty inwestycyjne są bowiem niezbędne głównie do rozbudowy zdolności wytwórczych, zarówno konwencjonalnych, jak i odnawialnych i kogeneracyjnych, poprawy parametrów przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej, wzrostu elastyczności systemu oraz efektywności energetycznej.

**Tabela 1.** Czynniki wsparcia i przyczyny wzrostu cen energii elektrycznej w Polsce

Przyczyna	Bezpośredni wpływ na cenę	Element cenotwórczy	Zasadnicze źródła przyczyny
Wzrost kosztów zakupu węgla	hurtowa	paliwo	<ul style="list-style-type: none"> <li>wzrost cen węgla na rynkach światowych</li> <li>spadek i rosnące koszty wydobycia krajowego</li> <li>wzrost importu węgla</li> </ul>
Wzrost kosztów zakupu pozwoleń na emisję CO <sub>2</sub>	hurtowa	emisje	<ul style="list-style-type: none"> <li>wzrost cen pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub></li> <li>mniej darmowych pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub></li> <li>działania KE na rzecz wzrostu cen pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub></li> </ul>

24 Prognozy te wskazują na brak wystarczających źródeł finansowania ogromnych kosztów budowy elektrowni jądrowych.

25 W Polsce ok. 80% wytworzonej energii elektrycznej pochodzi z węgla, w tym 38% z węgla kamiennego produkcji krajowej, 36% z węgla brunatnego i 6% z węgla kamiennego pochodzącego z importu. W UE średni udział węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej wynosi 29%. Średnia emisyjność elektrowni węglowej wynosi 770 kg/MWh, a średnia emisyjność wytwarzania energii elektrycznej w UE – 300 kg/MWh.

Niska konkurencja na rynku energii elektrycznej	hurtowa/ detaliczna	sytuacja rynkowa	<ul style="list-style-type: none"> <li>• znaczny wzrost koncentracji na rynku energii elektrycznej</li> <li>• niewielki zakres zmiany sprzedawców energii elektrycznej</li> <li>• taryfowanie cen energii elektrycznej dla gospodarstw domowych</li> <li>• spadek wolumenów energii elektrycznej sprzedawanej przez giełdę</li> <li>• ograniczone możliwości importu energii elektrycznej</li> <li>• ochrona krajowych wytwórców przed konkurencją zagraniczną</li> </ul>
Koszty rozwoju i modernizacji infrastruktury wytwórczej i sieciowej energii elektrycznej	hurtowa/ detaliczna	C&I/ opłaty sieciowe	<ul style="list-style-type: none"> <li>• wzrost zużycia energii elektrycznej</li> <li>• potrzeba dostosowania jednostek wytwórczych do wymogów IED<sup>26</sup>/BAT<sup>27</sup></li> <li>• ubytek zdolności wytwórczych</li> <li>• spadek rentowności źródeł konwencjonalnych</li> <li>• niezadowalający stan infrastruktury dystrybucyjnej i przesyłowej, w tym transgranicznej</li> <li>• niska elastyczność systemu elektroenergetycznego</li> <li>• wsparcie rozwoju OZE i kogeneracji</li> <li>• wsparcie działań na rzecz poprawy efektywności energetycznej</li> <li>• potrzeba rozwoju technologii <i>smart grid</i> i <i>smart metering</i></li> </ul>
Obciążenia fiskalne	detaliczna	podatki	<ul style="list-style-type: none"> <li>• VAT w cenie energii elektrycznej</li> <li>• akcyza w cenie energii elektrycznej</li> <li>• podatki lokalne w cenie energii elektrycznej</li> </ul>

**Źródło:** opracowanie własne.

We wrześniu 2018 r. nastąpiła szczególnie niekorzystna kumulacja wpływu kosztów zakupu pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> i zakupu węgla, tj. dwóch najbardziej znaczących kosztów zmiennych wytwarzania energii elektrycznej w Polsce, na ceny energii elektrycznej (rys. 2). Zbliżona kumulacja miała miejsce w 2010 r., tj. w okresie drugiego etapu wprowadzania europejskiego systemu handlu

26 Dyrektywa 2010/75/UE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) (Dz.U. UE L 334, s. 17).

27 Decyzja wykonawcza Komisji (UE) 2017/1442 z dnia 31 lipca 2017 r. ustanawiająca konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE (Dz.U. UE L 212, s. 1).

emisjami, ale wówczas przydział tych pozwoleń był jeszcze bezpłatny<sup>28</sup>. Należy także zaznaczyć, że początek 2018 r. na polskim rynku energii elektrycznej cechował się znacznym wzrostem koncentracji rynkowej, spadkiem obrotów na TGE oraz malejącą dynamiką zmian sprzedawcy, co stanowiło mocny punkt wsparcia dla cen energii elektrycznej.

Wobec zdominowanej przez węgiel struktury wytwarzania energii elektrycznej w Polsce oraz fundamentalnego charakteru kilku czynników wsparcia i przyczyn wzrostu jej cen należy się liczyć z coraz częstszą kumulacją ich oddziaływania, prowadzącą do coraz dłuższych okresów hurtowych cen energii elektrycznej, przynajmniej na poziomie z września 2018 r.

## 1.2. Wzrost kosztów zakupu pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub>

We wrześniu 2018 r. cena pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> na giełdzie EEX przekroczyła pułap 25 euro/t, co oznacza, że była wyższa od średniej ich ceny z lat 2010–2017 aż o 321%<sup>29</sup> (rys. 5). Wśród przyczyn tego wzrostu ceny można wskazać zarówno czynniki systemowe, jak i rynkowe. Mógł on być bowiem zarówno efektem wejścia w życie w styczniu 2018 r. dyrektywy MIFID II<sup>30</sup>, która uznała pozwolenia na emisję CO<sub>2</sub> za instrumenty finansowe, jak i wyczerpującej się darmowej ich puli, przyznanej naszemu krajowi w ramach derogacji unijnych<sup>31</sup>. Wzrost ten mogły także spowodować oczekiwania rynku związane z reformą unijnego systemu handlu emisjami CO<sub>2</sub>, której głównym celem jest poprawa efektywności redukcji tych emisji. Kluczowe elementy tej reformy obejmują bowiem zwiększenie liniowego wskaźnika tej

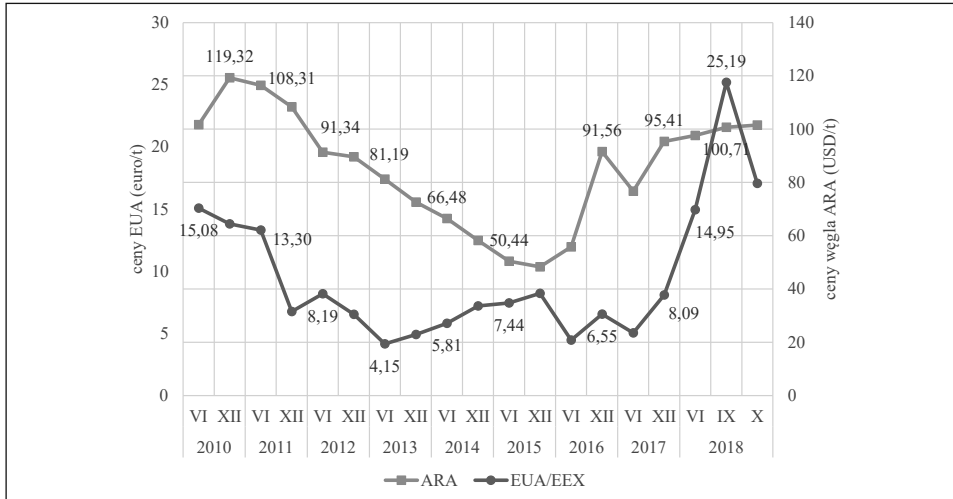
28 A. Graczyk, *Rozwój rynku handlu pozwoleniami na emisję CO<sub>2</sub> w Unii Europejskiej*, „Acta Energetica” 2009, nr 1, s. 43.

29 Zgodnie z szacunkami ME ceny pozwoleń EUA na poziomie ok. 20 euro/t obciążają koszt wytworzenia każdej megawatogodziny energii elektrycznej w Polsce kwotą rzędu 80 zł, za: *Możliwe rekompensaty dla obywateli w związku z cenami energii*, <http://centrumprasowe.pap.pl> (dostęp: 12.10.2018).

30 MIFID II to pakiet regulacyjny UE składający się z: dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/65/UE z dnia 15 maja 2014 r. w sprawie rynków instrumentów finansowych oraz zmieniającej dyrektywę 2002/92/WE i dyrektywę 2011/61/UE (Dz.U. UE L 173, s. 349), rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady nr 600/2014 z dnia 15 maja 2014 r. w sprawie rynków instrumentów finansowych oraz zmieniającego rozporządzenie (UE) nr 648/2012 (Dz.U. UE L 173, s. 84), oraz szeregu rozporządzeń wykonawczych i technicznych aktów wykonawczych.

31 Darmowy przydział pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> był jednym z zasadniczych elementów kompromisu Polski i KE, osiągniętego w 2008 r. podczas przyjmowania przez Parlament Europejski I pakietu klimatyczno-energetycznego. Kompromis ten zakładał darmowy przydział tych pozwoleń w 2013 r. i stopniowe jego ograniczanie o 10 p.p. rocznie, aż do całkowitego wygaszenia w 2020 r.

redukcji do 2,2% rocznie od 2021 r. oraz podwojenie wolumenu pozwoleń kierowanych do rezerwy stabilizacyjnej (MSR) w latach 2019–2023 z 12% do 24% ich ogółu będących w obrocie, wraz z wprowadzeniem cyklicznego ich kasowania od 2023 r.<sup>32</sup>



**Rysunek 5.** Ceny pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> i ceny węgla ARA w okresie 2010–2018

**Źródło:** opracowanie własne na podstawie: <https://gornictwo.wnp.pl> oraz <https://handel-emisjami-co2.cire.pl> (dostęp: 16.02.2019).

Nie można wykluczyć, że regulacje systemowe dotyczące funkcjonowania unijnego systemu handlu emisjami stały się impulsem, dla jego uczestników, do spekulacyjnego podbijania cen pozwoleń do emisji CO<sub>2</sub>, co umożliwia „złe mechanizmy tego systemu oraz bierność organów unijnych”<sup>33</sup>. W trosce o stabilne funkcjonowanie systemu handlu emisjami, co ma zasadnicze znaczenie dla polskiej elektroenergetyki, ME i PKEE, powołując się na zapisy art. 29a dyrektywy 2003/87/UE<sup>34</sup>, zwróciły się do KE odpowiednio z prośbą<sup>35</sup> i apelem<sup>36</sup> o zwołanie Komitetu ds. Zmian Klimatu (CCC) i podjęcie interwencji na rynku pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub><sup>37</sup>.

32 R. Nowakowski, *Polityka klimatyczna będzie drożeć*, <https://www.cire.pl> (dostęp: 28.08.2018).

33 W. Mielczarski, *Wzrost ceny pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> jest wynikiem spekulacji na ich rynku*, <https://www.cire.pl> (dostęp: 15.10.2018).

34 Dyrektywa 2003/87/UE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE (Dz.U. UE L 275, s. 32), zwana dyrektywą o europejskim systemie handlu emisjami.

35 *Minister Energii wezwał Brukselę do interwencji na rynku CO<sub>2</sub>*, <https://energetyka.wnp.pl> (dostęp: 15.10.2018).

36 *PKEE namawia Brukselę do interwencji na rynku uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>*, <https://www.pkee.pl> (dostęp: 16.10.2018).

37 Zgodnie z art. 29a dyrektywy 2003/87/UE o EU ETS, KE zobowiązana jest interweniować, jeżeli przez okres dłuższy niż sześć kolejnych miesięcy, ceny pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> są ponad trzykrotnie wyższe od średniej ich ceny z dwóch poprzednich lat.



### 1.3. Wzrost cen węgla kamiennego

Polski indeks cenowy węgla dla energetyki<sup>38</sup> osiągnął we wrześniu 2018 r. poziom 245,38 zł za tonę węgla, co oznacza jego wzrost o ponad 19% (prawie o 40 zł za jedną tonę węgla) w stosunku do września 2017 r. i o prawie 27% w stosunku do grudnia 2016 r. Rosnący trend tego indeksu może mieć stabilny charakter, ponieważ polskie spółki węglowe nie są w stanie w krótkim okresie zwiększyć wydobywania. Słaba sytuacja finansowa tych spółek oraz niskie ceny węgla ARA w latach 2014–2015 oraz w I połowie 2016 r. zmusiły spółki bowiem do ograniczenia inwestycji w nowe fronty wydobywcze<sup>39</sup>. Ponadto borykają się one nadal z problemami zarządzania, nieefektywnością oraz przerostem zatrudnienia.

Dodatkową presję na ceny węgla kamiennego w Polsce wywierają rosnące indeksy cenowe ARA, ponieważ ok. 20% używanego w kraju surowca (w tym ok. 6% do wytwarzania energii elektrycznej) pochodzi z importu, a jego cena jest generalnie wyższa od węgla krajowego<sup>40</sup>. Wprawdzie ciepło spalania węgla dostarczanego do portów ARA wynosi ok. 26 GJ/t i jest wyższe niż węgla wydobywanego w Polsce (ok. 21 GJ/t), ale jego cena jest wysoka. W okresie od października 2017 r. do września 2018 r. indeksy ARA były bowiem średnio o 98,66 zł wyższe od indeksów PSCMI1, a najmniejsza różnica między nimi wynosiła 40,17 zł<sup>41</sup> (rys. 6).

Od 2016 r. indeksy cenowe ARA utrzymują trend wzrostowy, który we wrześniu 2018 r. doprowadził je do poziomu ponad 100 USD/t. Główną przyczyną ostatniej fazy tego trendu był wzrost popytu na węgiel ze strony Chin. Wytwórcy energii elektrycznej tego kraju stanęli przed wielkim wyzwaniem ekstremalnych temperatur, poczynając od silnych mrozów w styczniu 2018 r., do fali ciepła w maju 2018 r., co znacznie obniżyło zapasy tego surowca<sup>42</sup>. Nie bez znaczenia pozostaje dynamiczny rozwój przemysłu Chin, którego nie obowiązują limity emisji CO<sub>2</sub> przyjęte w UE<sup>43</sup>.

38 Polish Steam Coal Market Index wyraża ceny węgla energetycznego produkowanego przez krajowych producentów i sprzedawanego na krajowym rynku, m.in. jednostkom energetyki zawodowej i przemysłowej do wytwarzania energii elektrycznej.

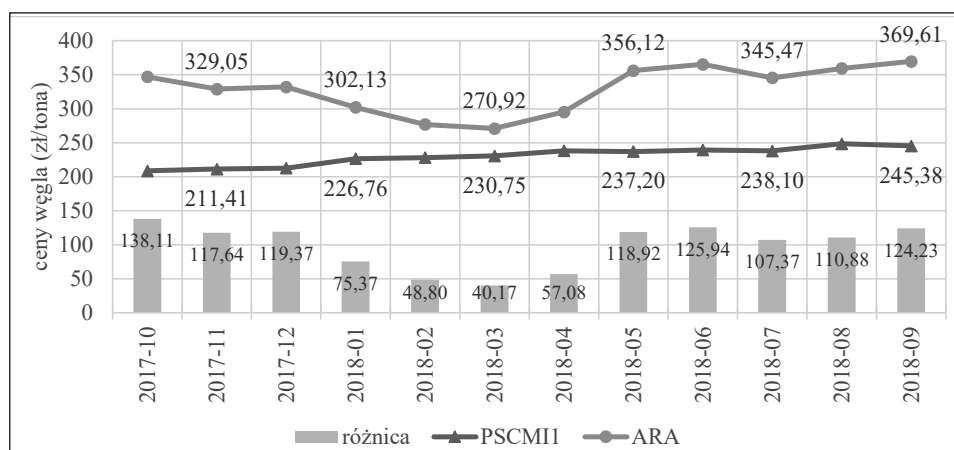
39 Ceny węgla w górę także dla gospodarstw domowych, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 20.09.2017).

40 W 2018 r. import węgla kamiennego do Polski wyniósł 20 mln ton, a energetyka spaliła go pięć razy więcej niż w 2017 r., za: *Rachunek za importowany węgiel wyniósł w 2018 r. ok. 7 mld zł*, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 15.04.2019).

41 Różnice te należy jeszcze powiększyć o koszty transportu węgla z portów Holandii i Belgii do wytwórców energii elektrycznej w Polsce.

42 Ceny węgla energetycznego są najwyższe od lat, <https://gornictwo.wnp.pl> (dostęp: 11.07.2018).

43 ZPP o cenach prądu: możemy mieć najdroższą energię w Europie, <https://www.energetyka24.com> (dostęp: 2.11.2018).



**Rysunek 6.** Indeksy cenowe PSCMI1 i ARA w okresie październik 2017–wrzesień 2018  
**Źródło:** opracowanie własne na podstawie: <https://gornictwo.wnp.pl> (dostęp: 14.02.2019).

Mimo spadku indeksów cenowych ARA na początku 2019 r. do poziomu 55 USD/t ceny węgla kamiennego w Polsce były najwyższe od sześciu lat. Jak wynika z danych Agencji Rozwoju Przemysłu za luty, elektrownie płaciły za niego średnio ok. 256 zł/t, tj. więcej niż za węgiel importowany. Polskie spółki górnicze nie mogą sobie pozwolić na obniżenie cen węgla ze względu na ryzyko utraty rentowności i płynności finansowej<sup>44</sup>. Sytuacja ta może świadczyć o fundamentalnym charakterze wpływu cen węgla kamiennego na hurtowe ceny energii elektrycznej w Polsce.

## 1.4. Niska konkurencja na rynku energii elektrycznej w Polsce

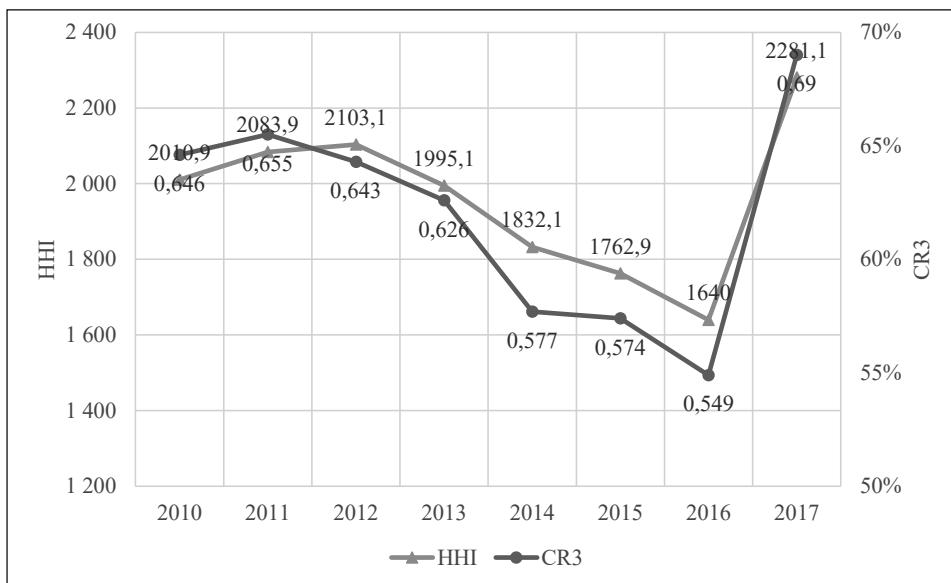
### 1.4.1. Wzrost koncentracji rynkowej

Zmiany wskaźników koncentracji rynkowej sygnalizują, że polski rynek energii elektrycznej wkroczył w 2018 r. z wysokim jej poziomem. Znacznie wzrosły bowiem wartości wskaźnika HHI<sup>45</sup>, kończąc wieloletni spadkowy ich trend.

<sup>44</sup> *Węgiel tanieje w Europie, ale drożeje w Polsce*, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 8.04.2019).

<sup>45</sup> Wskaźnik Herfindahla-Hirschmana (HHI) obliczany jest jako suma kwadratów udziałów w rynku wszystkich przedsiębiorstw funkcjonujących w danej branży: HHI > 5000 oznacza bardzo wysoką, HHI > 1800 – wysoką, HHI > 750 – średnią, zaś HHI < 750 – niską koncentrację na rynku, za: J. Kamiński, *Metody szacowania siły rynkowej w sektorze energetycznym*, „Polityka Energetyczna” 2009, t. 12, z. 2/2.

Wskaźniki HHI, obliczone według wolumenu energii wprowadzonej do sieci, zwiększyły swoją wartość z 1640,0 do 2281,1, tj. o 39,1%, wskazując tym samym, że w 2017 r. stopień koncentracji na tym rynku zmienił się ze średniego na wysoki<sup>46</sup> (rys. 7). Z kolei wartości wskaźników HHI, obliczonych według mocy zainstalowanej, sygnalizują, że na początku 2018 r. polski rynek energii elektrycznej znalazł się tylko nieznacznie poniżej granicy wysokiej koncentracji. Wartości te wzrosły bowiem w ciągu 2017 r. z 1309,3 do 1795,9, tj. o 37,1%. Do podobnych wniosków prowadzi analiza zmienności wskaźników CR3. Ich wartość wzrosła bowiem w okresie 2017 r. do 69,0%, tj. o 14,1 p.p., co oznacza, że na polskim rynku energii elektrycznej taki właśnie był udział trzech największych podmiotów w zakresie energii wprowadzonej do sieci. Należy także zauważyć, że w 2017 r. do 4 zmniejszyła się liczba podmiotów, które dysponują przynajmniej 5% udziałem w tym zakresie. Wagę tej zmiany podkreśla fakt, że w okresie 2006–2016 liczba ta wynosiła 6.

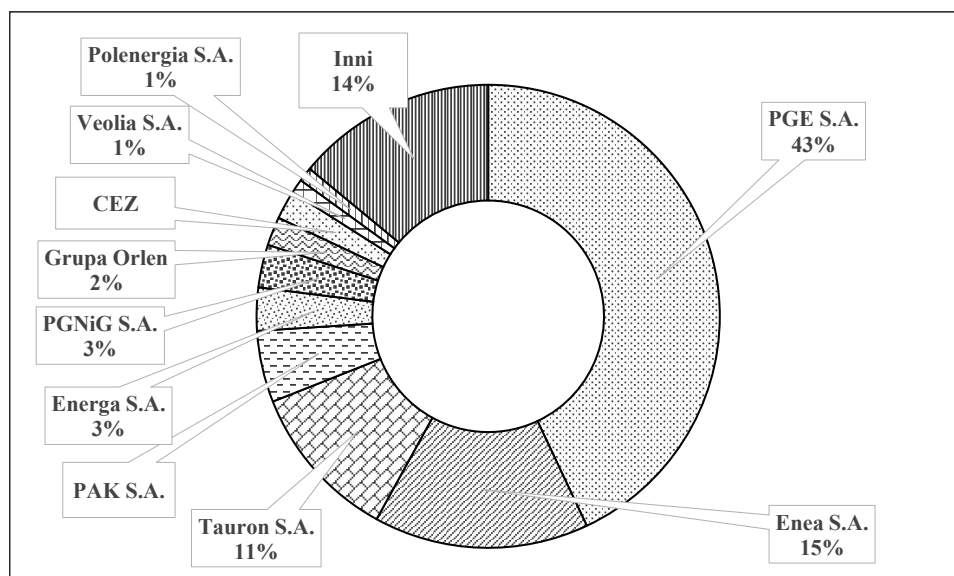


**Rysunek 7.** Wskaźniki koncentracji na rynku energii elektrycznej w Polsce

**Źródło:** opracowanie własne na podstawie: dane pochodzące z Biuletynów URE z lat 2010–2018.

Wskaźniki HHI osiągały już wartości powyższej 2000, a wskaźniki CR3 powyżej 60%, np. w okresie 2010–2012, sygnalizując wysoką koncentrację na rynku energii elektrycznej w Polsce. Okres ten nie cechowała jednak tak wysoka presja na wzrost hurtowych cen energii elektrycznej, ponieważ znacznie niższe były wówczas ceny pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub>, a wytwórcy sprzedawali za pośrednictwem giełdy większość wytworzonej przez siebie energii.

Przyczyn wzrostu stopnia koncentracji na rynku energii elektrycznej w Polsce należy upatrywać w zmianach organizacyjnych, jakie nastąpiły w sektorze wytwarzania. W 2017 r. sfinalizowano bowiem przejęcie aktywów wytwórczych grup kapitałowych EDF i ENGIE Energia Polska odpowiednio przez grupy kapitałowe PGE S.A. oraz Enea S.A. W wyniku tych zmian trzech największych wytwórcy, tj. PGE S.A., Tauron S.A. oraz Enea S.A., dysponowali łącznie prawie 2/3 mocy zainstalowanych i odpowiadali za prawie 70% wytwarzania energii elektrycznej w kraju (rys. 8).



**Rysunek 8.** Podmiotowa struktura wytwarzania energii elektrycznej w Polsce

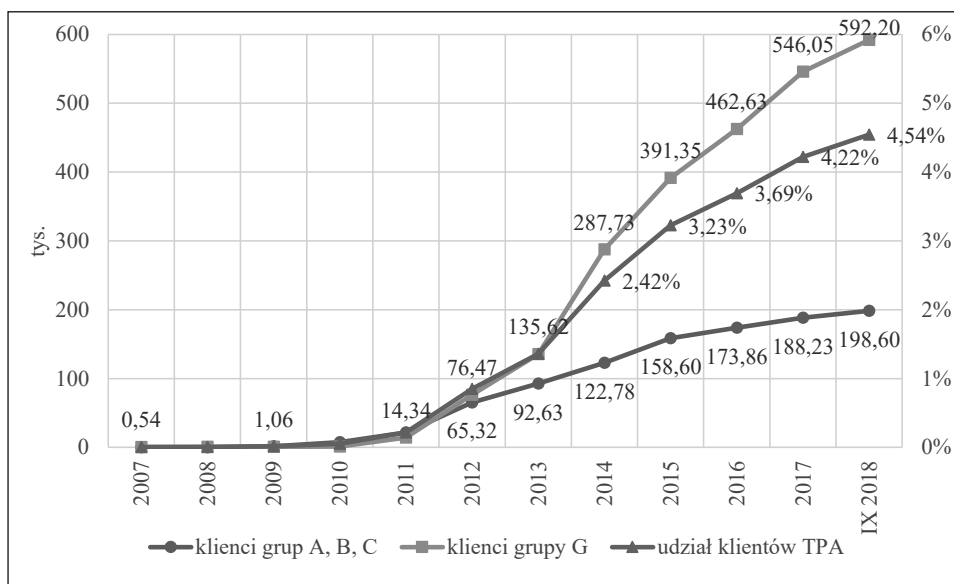
**Źródło:** opracowanie własne na podstawie: Biuletyn URE 2018, nr 2.

#### 1.4.2. Malejąca dynamika zmian sprzedawców energii elektrycznej

Powodem wsparcia cen energii elektrycznej jest stosunkowo niska skala i malejąca dynamika zmian jej sprzedawców, co może świadczyć o relatywnie niskiej i malejącej konkurencji na detalicznym rynku energii elektrycznej w Polsce. Odbiorcy końcowi energii elektrycznej, realnie korzystając z przysługującego im prawa zmiany sprzedawcy, zmuszają bowiem sprzedawców niejako do ciągłego dbania o konkurencyjność swoich ofert, którą można zapewnić m.in. przez odpowiednie kształtowanie cen tej energii. Brak lub niewielki zakres korzystania z tego prawa może zostać wykorzystany przez sprzedawców do utrzymywania nieuzasadnionego poziomu tych cen.

W Polsce od momentu uzyskania pełnego prawa do zmiany sprzedawców energii elektrycznej, tj. od 1 lipca 2007 r., skorzystało z niego niewielu końcowych odbiorców energii elektrycznej (rys. 9). Do końca września 2018 r. sprzedawców

zmieniło bowiem 592,2 tys. odbiorców grupy taryfowej G, tj. głównie gospodarstw domowych, oraz 198,6 tys. odbiorców grup taryfowych A, B, C<sup>47</sup>, tj. głównie odbiorców komercyjnych, co stanowi zaledwie 4,54% (wskaźnik TPA) odbiorców ogółem. Wskaźnik ten jest niewspółmiernie niski w stosunku do wiodących pod tym względem państw europejskich. W Portugalii poziom wskaźnika TPA przekroczył bowiem w 2016 r. 20%, a w Norwegii, Irlandii i Wielkiej Brytanii był wyższy niż 15%. Niższą wartość wskaźnik ten osiągnął w Finlandii i Hiszpanii, ale i tak w Finlandii była ona ponad dwukrotnie wyższa niż w Polsce.



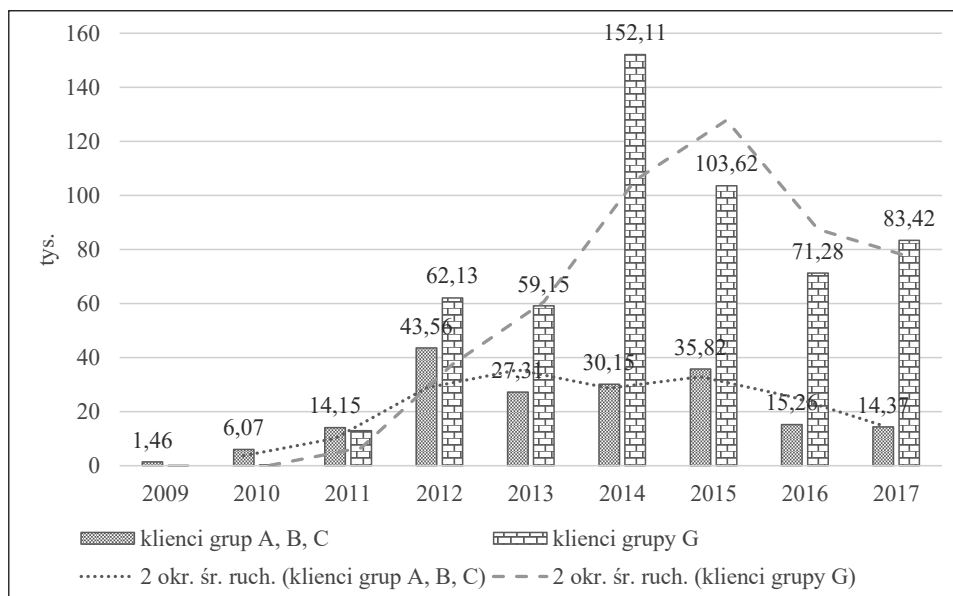
**Rysunek 9.** Skala zmian sprzedawców energii elektrycznej w Polsce

**Źródło:** opracowanie własne na podstawie: <https://www.ure.gov.pl/pl/wskazniki-dane-i-anali/zmiana-sprzedawcy-moni/4776,Energia-elektryczna.html> (dostęp: 19.01.2019).

Mimo rosnącej liczby zmian sprzedawców energii elektrycznej w Polsce coraz niższa jest ich dynamika (rys. 10). W rekordowym pod tym względem 2014 r. sprzedawców zmieniło 152,11 tys. odbiorców grupy taryfowej G oraz 30,15 tys. odbiorców grup taryfowych A, B, C, natomiast w 2016 r. liczby te wyniosły już tylko odpowiednio 71,28 tys. i 15,26 tys.<sup>48</sup>

47 Dla porównania na rynku telekomunikacyjnym tylko w 2016 r. operatorów zmieniło 1,75 mln właścicieli telefonów komórkowych.

48 *Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2016 r.*, URE, Warszawa, kwiecień 2017, s. 50.



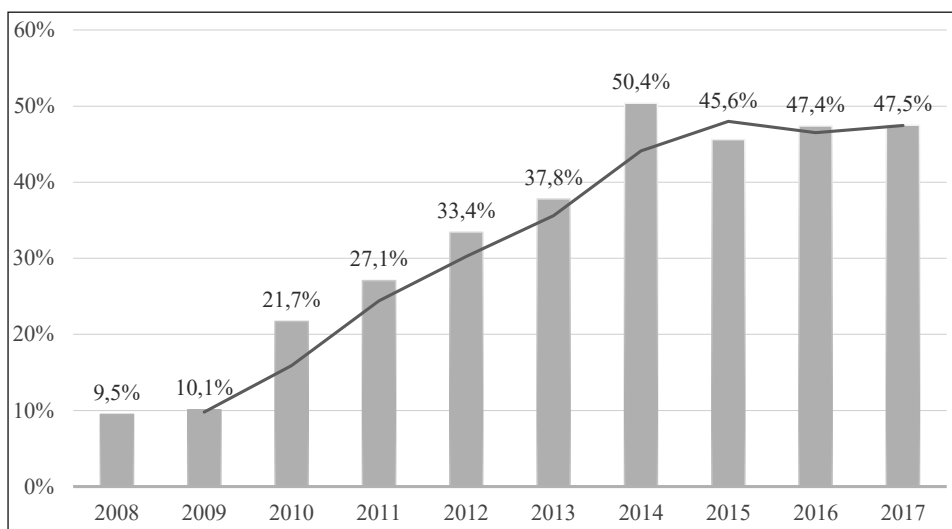
**Rysunek 10.** Dynamika zmian sprzedawców energii elektrycznej w Polsce

**Źródło:** opracowanie własne na podstawie: <https://www.ure.gov.pl/pl/wskazniki-dane-i-anali/zmiana-sprzedawcy-moni/4776,Energia-elektryczna.html> (dostęp: 17.12.2018).

Po dynamicznym okresie wzrostu, w latach 2008–2014, udziałów energii elektrycznej sprzedanej odbiorcom końcowym na warunkach rynkowych, tj. po skorzystaniu przez nich z zasady TPA, w energii elektrycznej dostarczonej ogółem, w kolejnych latach nastąpiło wyraźne jego wyhamowanie. Jeszcze bowiem w 2014 r. udział energii elektrycznej, sprzedanej na tych warunkach, wzrósł o 12,6 p.p. w stosunku do roku poprzedniego, co pozwoliło osiągnąć rekordowy jego poziom, wynoszący 50,4%<sup>49</sup> (rys. 11). Po znacznym jego spadku w 2015 r. wynoszącym 4,8 p.p. wzrósł on w latach 2016 i 2017 odpowiednio zaledwie o 1,8 p.p. i 0,1 p.p. W 2017 r. największy wolumen energii elektrycznej, dostarczonej z zachowaniem zasady TPA, zakupili odbiorcy przyłączeni do sieci spółki Tauron Dystrybucja S.A. Stanowił on bowiem 55,61% całości dostaw tego OSD. Sytuacja taka była spowodowana znacznym udziałem dużych odbiorców przemysłowych w tej sieci, którzy dokonali zmiany sprzedawcy.

Jedną z głównych przyczyn malejącej dynamiki zmian sprzedawców energii elektrycznej, zwłaszcza wśród gospodarstw domowych, jest stosowanie przez niektórych z nich agresywnej polityki marketingowo-sprzedażowej podczas prezentacji ofert i zawierania nowych umów sprzedaży. Niezależnie zaobserwowano nieprawidłowości, a nawet nadużycia związane z praktyką stosowania procedury zmiany sprzedawcy, występujące w działaniach pośredników, brokerów, a także sprzedawców i OSD.

<sup>49</sup> Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2014 r., URE, Warszawa, kwiecień 2015, s. 28.



**Rysunek 11.** Udziały energii elektrycznej dostarczonej w ramach TPA w jej dostawach ogółem w Polsce

**Źródło:** opracowanie własne na podstawie: Biuletyny URE z lat 2010–2018.

Walka o klientów na polskim rynku energii elektrycznej rozgrywa się zasadniczo w grupie odbiorców komercyjnych, głównie ze względu na możliwość oferowania im energii elektrycznej po cenach określanych z uwzględnieniem czynników rynkowych. Oferty kierowane do najmniejszych konsumentów, tj. odbiorców z gospodarstw domowych, są stosunkowo mało zróżnicowane cenowo<sup>50</sup>. Różnice w cenie nie przekraczają bowiem zwykle 0,08 zł/kWh<sup>51</sup>. W efekcie potencjalne korzyści ekonomiczne wynoszą od 50 zł do 150 zł rocznie i są zbyt niskie, aby dla większości z tych odbiorców stanowiły wystarczający bodziec do podjęcia działań na rzecz zmiany sprzedawcy. Głównym powodem niewielkich różnic cen energii elektrycznej, wynikających z tych ofert, jest administracyjne sterowanie jej cenami przez Prezesa URE. Wymóg zatwierdzania taryf cenowych przez Prezesa URE jest istotną przeszkodą dla rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej w Polsce w segmencie gospodarstw domowych. W praktyce faworyzuje on tradycyjnych sprzedawców, działających w ramach dużych grup energetycznych z dominującym udziałem państwa, tworząc tym samym bariery wejścia na ten rynek dla nowych niezależnych sprzedawców.

Preferowanie tradycyjnych sprzedawców jest możliwe, ponieważ pełnią oni funkcję tzw. sprzedawców z urzędu, tj. przedsiębiorstw obrotu, które odgrywają szczególną rolę na rynku energii elektrycznej<sup>52</sup>. W Polsce powierzono im obowiązki o charakterze publicznoprawnym w odniesieniu do grupy odbiorców obejmu-

50 *Zmiana sprzedawcy prądu – Brytyjczycy świecą przykładem*, [www.wysokienapiecie.pl](http://www.wysokienapiecie.pl) (dostęp: 28.04.2014).

51 *Dlaczego ceny prądu w Polsce się różnią?*, <https://poprostuenergia.pl> (dostęp: 4.04.2018).

52 Zgodnie z definicją ERGEG sprzedawca z urzędu jest zobowiązany do dostarczania energii elektrycznej odbiorcom końcowym w sytuacji awaryjnej, np. gdy wybrany sprzedawca nie

jących gospodarstwa domowe. Zgodnie z Prawem energetycznym do sprzedawcy z urzędu przypisani są ci odbiorcy, którzy nie skorzystali z prawa wyboru sprzedawcy<sup>53</sup>. Sprzedawcy z urzędu w Polsce mają zatem obowiązek nie tylko sprzedaży energii elektrycznej gospodarstwom domowym, które nie zawarły umowy z innym sprzedawcą, ale także dostarczania jej na podstawie jednej (kompleksowej) umowy<sup>54</sup>.

Dzięki przypisanym obowiązkom sprzedawcy z urzędu realizują dostawy energii elektrycznej dla zdecydowanej większości odbiorców z gospodarstw domowych w Polsce, ponieważ ci rzadko decydują się na zmianę sprzedawcy. Stawiają oni tym samym w uprzywilejowanej pozycji sprzedawców z urzędu. Niewiele jest bowiem alternatywnych ofert sprzedaży energii elektrycznej w tym segmencie rynku, ponieważ ceny określone w taryfach są stosowane wyłącznie w zakresie sprzedawcy z urzędu i nie stanowią oferty dla odbiorców spoza jego sieci<sup>55</sup>. Sprzedawcy inni niż sprzedawca z urzędu nie oferują energii elektrycznej odbiorcom z gospodarstw domowych lub oferują ją po wyższych cenach. Wynika to z faktu, że ceny określone w taryfach są niższe od cen, które są stosowane na rynku konkurencyjnym<sup>56</sup>.

Nie bez znaczenia dla małego zainteresowania zmianą dostawcy wśród odbiorców z gospodarstw domowych w Polsce jest wysoki stopień trudności zrozumienia przez nich zasad sprzedaży energii elektrycznej pod względem organizacyjnym, technicznym i prawnym oraz niechęć do zmian lub podejmowania działań wymaganych procedurą zmiany sprzedawcy. Mimo dużego postępu w zakresie stosowania umowy kompleksowej przeprowadzenie czynności proceduralnych trwa stosunkowo długo. Finalizacja pierwszej zmiany sprzedawcy może bowiem zająć do 30 dni, zaś drugiej – do 14 dni.

### 1.4.3. Spadek giełdowego handlu energią elektryczną

Istotną przyczyną ograniczenia konkurencji na hurtowym rynku energii elektrycznej w Polsce w 2017 r. był spadek wolumenów energii elektrycznej sprzedawanej na TGE zarówno przez jej wytwórców, jak i spółki obrotu (rys. 12). W przypadku wytwórców energii elektrycznej spadkowy trend tych wolumenów zarysował się

---

realizuje dostawy, za: *Best Practice Proposition Customer Protection*, Ref: E05-CFG-03-06, ERGEG, Brussels, 21 July 2006, s. 4.

53 M. Swora, Z. Muras, *Prawo energetyczne. Komentarz*, Wolters Kluwer Polska, Warszawa 2010, s. 475.

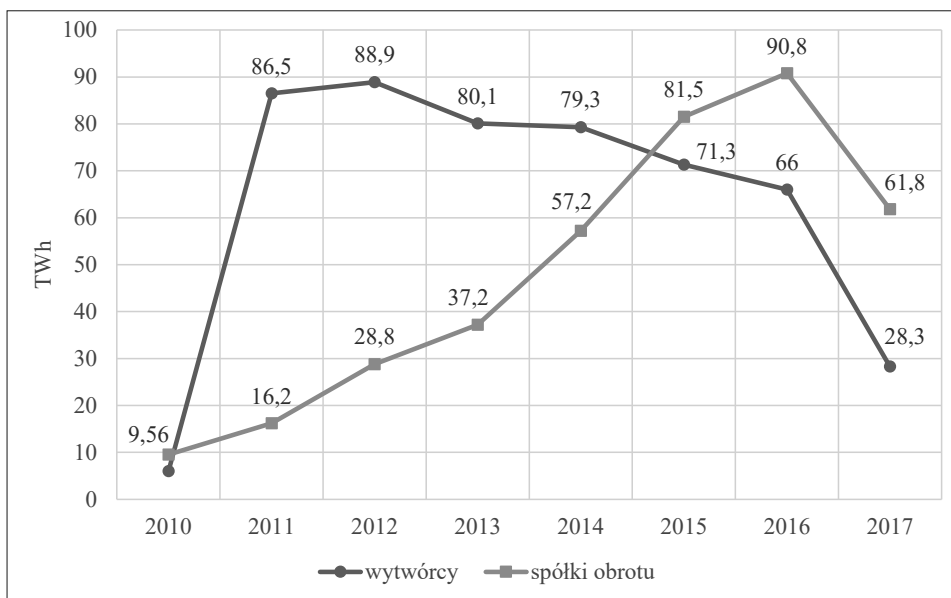
54 Umowa kompleksowa ułatwia wystawienie faktur przez sprzedawców energii elektrycznej. Biorą oni bowiem na siebie odpowiedzialność za ściągnięcie opłaty od klientów i przekazanie odpowiedniej jej części OSD. Unika się w ten sposób wystawiania dwóch faktur: przez sprzedawcę za energię elektryczną i przez OSD za dystrybucję.

55 Sprzedaż energii elektrycznej w zakresie, w jakim nie dotyczy ona sprzedaży przez sprzedawcę z urzędu, odbywa się na podstawie cenników, które nie są zatwierdzane przez Prezesa URE.

56 *Pozycja konsumenta na rynku energii elektrycznej*, UOKiK, Warszawa–Wrocław 2011, s. 46–47.



już w 2013 r., tj. ponad dwa lata po wprowadzeniu tzw. obliga giełdowego<sup>57</sup>, nakładającego na nich obowiązek sprzedaży przez giełdę co najmniej 15% wytworzonej energii elektrycznej za pośrednictwem towarowych giełd energii lub na rynku regulowanym<sup>58</sup>. Obrót giełdowy jest bowiem uznawany za najbardziej transparentny na hurtowym rynku energii elektrycznej. W efekcie ceny energii elektrycznej wyznaczone są w sposób konkurencyjny, co zapobiega nieuzasadnionym (niewynikającym z przyczyn fundamentalnych) ich wzrostom.



**Rysunek 12.** Wolumeny energii elektrycznej będące przedmiotem obrotu giełdowego w Polsce  
**Źródło:** opracowanie własne na podstawie: Biuletyny URE z lat 2010–2018.

W 2012 r. wytwórcy energii elektrycznej sprzedali w Polsce za pośrednictwem giełdy 88,9 TWh energii elektrycznej, tj. najwięcej w okresie 2010–2017. Znaczenie giełdy, jako segmentu obrotu energią elektryczną, spadło zwłaszcza w 2017 r. Za jej pośrednictwem wytwórcy sprzedali bowiem tylko 28,3 TWh energii elektrycznej<sup>59</sup>. Ograniczenie sprzedaży energii elektrycznej przez giełdę przez pionowo zintegrowane przedsiębiorstwa energetyczne miało związek z upływem okresu korzystania przez nie z programu pomocy publicznej pokrywania kosztów

57 Obligo giełdowe zostało wprowadzone ustawą z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz.U. Nr 21, poz. 104 ze zm.). Weszło ono w życie 6 miesięcy od ogłoszenia ustawy, tj. dnia 9 sierpnia 2010 r.

58 *Rynek energii elektrycznej w Polsce – stan na 31 marca 2010 r.*, TOE, Warszawa, 30 kwietnia 2010 r.

59 Aby powstrzymać spadek handlu energią elektryczną na giełdzie, od 1 stycznia 2018 r. do 30% zwiększono obligo giełdowe. Dnia 9 października 2018 r. przyjęto projekt ustawy przewidujący zwiększenie tego obliga do 100%.

osieroconych, które wyniknęły z rozwiązania kontraktów długoterminowych na zakup energii po określonych stawkach. Uczestnictwo w tym programie łączyło się bowiem z obowiązkiem sprzedaży przez giełdę przynajmniej 85% energii elektrycznej wytworzonej przez elektrownie, które z tej pomocy korzystały. W przypadku PGE S.A., tj. największego wytwórcy energii elektrycznej w kraju, termin wypełniania tego obowiązku minął 16 grudnia 2016 r. W efekcie już w I półroczu 2017 r. PGE S.A. sprzedała na giełdzie niespełna 7 TWh energii elektrycznej, tj. zaledwie 25% swojej produkcji. Dla porównania w analogicznym okresie roku ubiegłego parametry te wynosiły odpowiednio 28 TWh i 99%<sup>60</sup>. Przeważająca część energii elektrycznej wytworzonej przez spółkę została przekierowana z rynku konkurencyjnego do podmiotów należących do własnej grupy kapitałowej.

#### 1.4.4. Niski import energii elektrycznej

Konkurencję na hurtowym rynku energii elektrycznej w Polsce znacznie ogranicza niski import tej energii. Konkurencja zagranicznych sprzedawców energii elektrycznej mogłaby bowiem zwiększyć presję na spadek jej cen. W 2018 r. ceny energii elektrycznej na tym rynku były bowiem wyższe w porównaniu do rynków państw sąsiednich<sup>61</sup> (rys. 13). W największym stopniu, tj. o ponad 62%, przewyższały one ceny energii elektrycznej z hurtowego rynku Ukrainy, prowadzonego przez przedsiębiorstwo Energorynek, które pełni funkcję jego operatora i jedyne nabywcy tej energii zarazem<sup>62</sup>. Cena hurtowa energii elektrycznej na tak funkcjonującym rynku tego kraju, wynosząca ok. 30 euro/MWh, jest ustalana jako wypadkowa cen zakupu najtańszej energii, wytworzonej przez elektrownie wodne i jądrowe (ok. 13–14 euro/MWh), oraz najdroższej, pochodzącej z elektrowni ciepłych (ok. 50–60 euro/MWh) i niektórych (sponsorowanych) jednostek OZE (ok. 120 euro/MWh)<sup>63</sup>. W Niemczech duża część energii elektrycznej jest wytwarzana przez farmy wiatrowe (zwłaszcza zimą) i ogniwa fotowoltaiczne (zwłaszcza latem), co od niedawna czyni rynek hurtowy tego kraju jednym z najtańszych w Europie<sup>64</sup>. W II kwartale 2018 r. cena hurtowa energii elektrycznej w Niemczech wyniosła 36 euro/MWh i była o 37,2% niższa niż w Polsce. Konkurencyjne względem Polski ceny energii elektrycznej na hurtowych rynkach Czech i Słowacji wynikają przede wszystkim z dobrych połączeń systemów elektroenergetycznych tych krajów z systemami Niemiec i Austrii, co umożliwia import ener-

60 *PGE schodzi z giełdy*, [www.wysokienapiecie.pl](http://www.wysokienapiecie.pl) (dostęp: 9.07.2017).

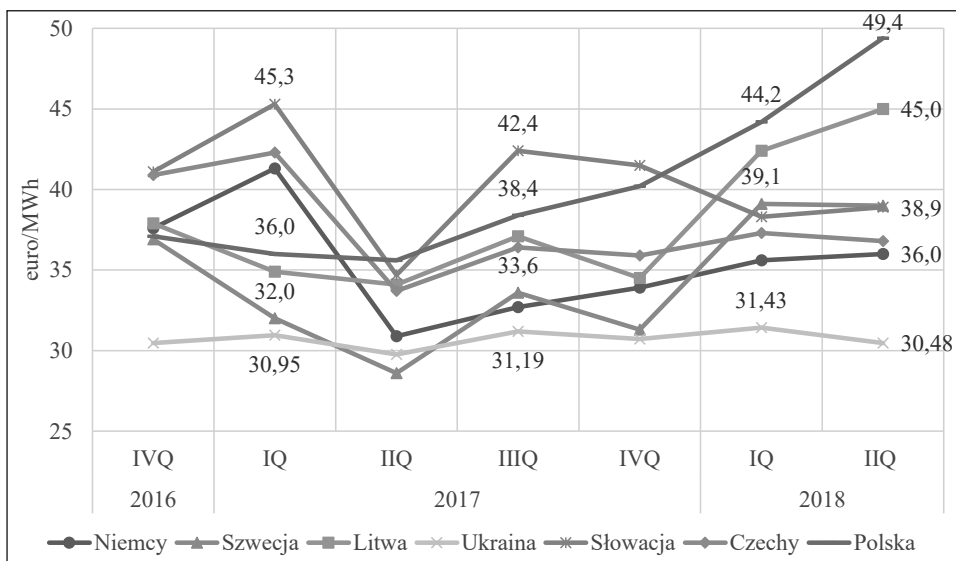
61 Chodzi o państwa, z którymi polski system elektroenergetyczny posiada czynne połączenia transgraniczne.

62 K. Świrski, *Ukraina ma poważniejszy problem z cenami gazu i energii*, <https://biznesalert.pl> (dostęp: 23.10.2018).

63 K. Świrski, *Energetyczne pocztówki – Ukraina. Szansa na tani import energii czy zagrożenie dla naszego rynku?*, <http://konradswirski.blog.tt.com.pl> (dostęp: 27.11.2018).

64 *Import prądu najwyższy od 30 lat*, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 4.01.2018).

gii elektrycznej w takich ilościach, że jej ceny na ich rynkach zbliżają się do cen niemiecko-austriackich. Nie bez znaczenia dla stosunkowo niskiego poziomu cen energii elektrycznej na rynkach hurtowych Czech i Słowacji jest także stosunkowo wysoki udział energetyki jądrowej w strukturze wytwarzania tej energii w tych krajach.



**Rysunek 13.** Ceny hurtowe energii elektrycznej w Polsce i państwach sąsiednich

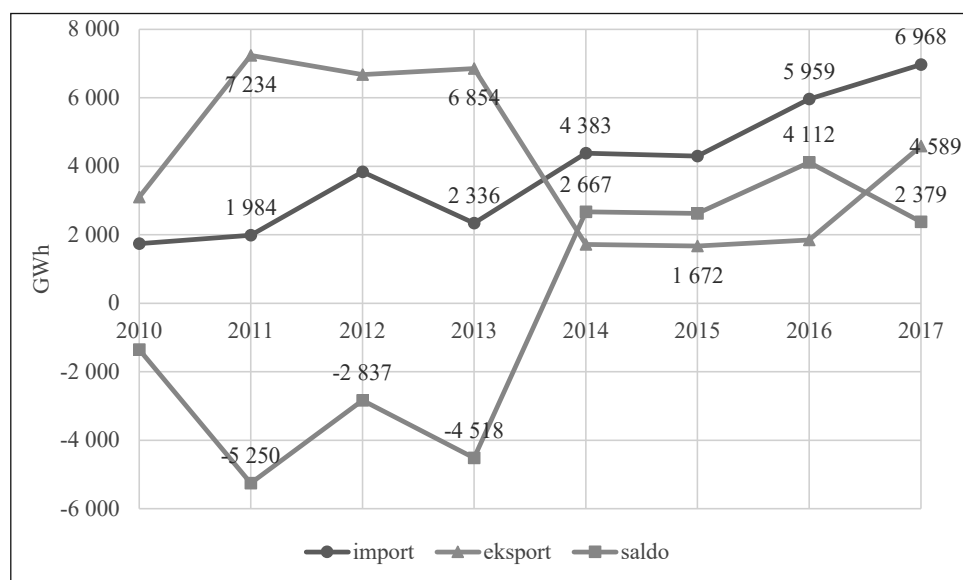
**Źródło:** *Quarterly Report on European Electricity Markets*, DG Energy, Market Observatory for Energy, Volume 11 (issue 2, second quarter of 2018), Brussels 2018, s. 8.

Głównym powodem stosunkowo niskich hurtowych cen energii elektrycznej w Szwecji i innych państwach skandynawskich jest duży udział „tanich” elektrowni wodnych w jej wytwarzaniu oraz funkcjonowanie giełdy Nord Pool, tj. jednej z najbardziej efektywnych giełd energii elektrycznej na świecie. Należy przy tym zaznaczyć, że hurtowa cena energii elektrycznej w Szwecji jest zazwyczaj bardziej konkurencyjna niż w 2018 r., w którym wynosiła 39,1 euro/MWh. Zależy ona bowiem w dużym stopniu od warunków pogodowych, determinujących stopień wypełnienia zbiorników retencyjnych. Wyższy stopień ich wypełnienia w 2017 r. spowodował, że średnia cena hurtowa energii elektrycznej w Szwecji wyniosła 31,4 euro/MWh. Hurtowe ceny energii elektrycznej na rynku Litwy są w dużym stopniu skorelowane, wobec funkcjonującego połączenia HVDC NordBelt, z cenami z rynku Szwecji. Litwa opiera bowiem swoje bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej na jej imporcie, głównie ze Szwecji i z Rosji. Mimo wzrostu ceny energii elektrycznej na hurtowym rynku Litwy do poziomu 45,0 euro/MWh w II kwartale 2018 r. była ona o ok. 10% niższa niż w Polsce.

Coraz wyższe ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym w Polsce stały się głównym powodem wzrostu wolumenów jej importu (rys. 14). Jednak mimo

rosnących różnic między hurtowymi cenami energii elektrycznej w Polsce i w krajach sąsiednich dynamika tego wzrostu pozostała umiarkowana. Pozwoliła ona na wzrost wolumenów importu energii elektrycznej z 4239 GWh w 2016 r. do 6968 GWh w 2017 r. i w konsekwencji na wzrost ich udziałów w pokryciu krajowego zapotrzebowania odpowiednio z 2,66% do 4,14%. Jednak różnice cen przyczyniły się do znacznego spadku eksportu energii elektrycznej, co spowodowało, że od 2014 r. saldo wymiany transgranicznej Polski jest dodatnie.

W okresie 2013–2017 największe wolumeny energii elektrycznej wpłynęły do Polski ze Szwecji i z Ukrainy, a od 2016 r. także z Litwy<sup>65</sup>. Wolumeny te stanowiły łącznie ok. 80% importu ogółem energii elektrycznej do Polski, mimo że moc przesyłowa w kierunku importu, ulokowana na granicy z tymi państwami, wynosiła ok. 33% tej mocy ogółem naszego kraju<sup>66</sup>.



**Rysunek 14.** Transgraniczna wymiana energii elektrycznej Polski

**Źródło:** opracowanie własne na podstawie: raporty PSE S.A. za lata 2010–2017, <https://www.pse.pl> (dostęp: 20.11.2018).

Główną barierą zwiększenia dynamiki importu energii elektrycznej do Polski są uwarunkowania techniczne systemu elektroenergetycznego naszego kraju. Polska znajduje się bowiem w grupie krajów z najmniejszą mocą połączeń międzysystemowych w Europie, co powoduje, że jej hurtowy rynek energii elektrycznej jest jednym z bardziej izolowanych rynków w Europie. Z powodu niskiej mocy przesyłowej tych

65 W grudniu 2015 r. zostało uruchomione stałoprądowe połączenie LitPolLink o mocy 500 MW, łączące systemy elektroenergetyczne Polski i Litwy.

66 Ch. Schnell (red.), *Mapa drogowa polskiej elektroenergetyki 2030+*, Instytut Jagielloński, Warszawa 2017, <http://jagiellonski.pl> (dostęp: 28.11.2018), s. 23.

połączeń, problemów technicznych z przesyłem oraz braku skoordynowanej strategii łączenia rynków możliwości importu energii elektrycznej do Polski są ograniczone do ekwiwalentu ok. 3,5% krajowych zdolności wytwórczych. Dodatkowo przy dużym popycie na te moce wysokie ich ceny na aukcjach często neutralizują korzyści wynikające z różnicy cen. W tej sytuacji napływ energii elektrycznej z zagranicy jest zbyt niski, by mógł efektywnie wpływać na jej ceny na hurtowym rynku w Polsce. W krajach regionu ekwiwalent ten był znacznie wyższy i wynosił np. w przypadku Węgier 37%, Szwecji – 25%, Finlandii – 21%, Czech – 19%, Niemiec – 10% i Rumunii – 10%. Z analiz Forum Energii wynika, że wzrost transgranicznej mocy przesyłowej na granicy z Niemcami mógłby się przełożyć na spadek hurtowych cen energii elektrycznej w Polsce o ok. 1,2 euro/MWh<sup>67</sup>.

Presji na spadek hurtowych cen energii elektrycznej w Polsce nie zmienia fakt, że nasz kraj, mimo rosnącej potrzeby importu energii elektrycznej (w ramach dostępnych transgranicznych zdolności przesyłowych), prowadzi działania na rzecz utrzymania możliwe najszerszego zakresu autarkii energetycznej, podtrzymując przez to sens funkcjonowania najmniej efektywnych a w konsekwencji najdroższych elektrowni węglowych. Najbardziej jaskrawym przykładem takich działań jest ograniczanie nocą zdolności przesyłowych połączenia LitPolLink, co skutecznie uniemożliwia eksport (tańszej) energii elektrycznej z państw bałtyckich do Polski. Jak wyjaśnia PSE S.A., w godzinach nocnych, tj. w okresie niskiego zapotrzebowania na energię elektryczną, napływ dodatkowej jej ilości może destabilizować pracę polskiego systemu elektroenergetycznego. Zmusza on bowiem do ograniczenia stopnia obciążenia elektrowni węglowych, który musi być ponownie zwiększany w ciągu dnia, kiedy zapotrzebowanie wzrasta. Częste zmiany obciążenia tych elektrowni, wobec niskiej ich elastyczności, powodują wzrost ryzyka ich uszkodzenia, kosztów funkcjonowania oraz dynamiki zużycia. Są także źródłem zwiększonej emisji CO<sub>2</sub>.

Wobec deklaracji pełnomocnika polskiego rządu ds. infrastruktury energetycznej wydaje się, że problem może mieć głębsze przyczyny. Stwierdził on bowiem, że „źródła zagraniczne nie są strukturalnie wpisane w portfel dostaw energii dla polskich odbiorców, bo to musiałoby oznaczać zmniejszenie ilości energii wytwarzanej w Polsce”<sup>68</sup>. Zatem strategia energetyczna Polski zakłada budowę elektrowni w kraju, a nie import energii elektrycznej z zagranicy. Zdaniem prezesa estońskiej grupy energetycznej Eesti Energia polskie ograniczenia importowe rodzą pytanie o osiągnięcie celu UE, jakim jest stworzenie unii energetycznej. Mogą one także naruszać art. 102 Traktatu o funkcjonowaniu UE<sup>69</sup>, który zakazuje nieuczciwych warunków transakcji<sup>70</sup>.

67 M. Bukowski, A. Śniegocki, A. Mezösi, Z. Pató, J. Maćkowiak-Pandera, A. Rubczyński, *Opcje integracji polskiego rynku energii w ramach Unii Europejskiej*, Forum Energii, Warszawa marzec 2017, s. 9, <http://forum-energii.eu> (dostęp: 6.11.2018).

68 *W Polsce nie ma miejsca na stały import energii elektrycznej*, <https://www.tvp.info> (dostęp: 5.09.2017).

69 Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (wersja skonsolidowana Dz.U. UE C 202 z 6.06.2016 r., s. 47).

70 *Polska blokuje import taniej energii*, <https://tvn24bis.pl> (dostęp: 8.06.2016).

## 1.5. Koszty modernizacji i rozwoju systemu elektroenergetycznego

Istotnym czynnikiem wpływającym na koszty stałe wytwarzania energii elektrycznej są koszty modernizacji i rozwoju systemu elektroenergetycznego, które są niezbędne ze względu na konieczność zapewnienia bezpieczeństwa jej dostaw. W myśli PEP 2040 koszty te w ciągu najbliższych 20 lat wyniosą ok. 400 mld zł<sup>71</sup>. Wzrasta bowiem zużycie energii elektrycznej, którego pokrycie staje się coraz większym wyzwaniem, co wynika z konieczności sprostania założeniom polityki energetycznej UE, a zwłaszcza tych, które dotyczą środowiskowych wymogów wytwarzania energii elektrycznej. Można sądzić, że dla Polski, wobec dużego udziału węgla w strukturze wytwarzania energii elektrycznej, szczególnie trudne może okazać się połączenie spełnienia tych wymogów z zapewnieniem bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Ich realizacja wiąże się bowiem z wysokimi kosztami dostosowania węglowych jednostek wytwórczych do wymogów klimatycznych. W przypadku części z nich koszty te są zbyt wysokie, co oznacza konieczność ich zamknięcia. Ponadto część tych jednostek trzeba będzie wygasić ze względu na upływ rutynowych okresów eksploatacji. Zgodnie z PEP 2040 w ciągu najbliższych kilkunastu lat, zwłaszcza po 2029 r., z polskiego systemu elektroenergetycznego zostanie wycofana znaczna część obecnie eksploatowanych jednostek, których zdolności wytwórcze przewyższają moc jednostek znajdujących się obecnie w budowie<sup>72</sup>.

W 2017 r. w Polsce zużyto 168,1 TWh energii elektrycznej, tj. o 32,9 TWh więcej niż w 1990 r.<sup>73</sup> Oznacza to, że w okresie 1990–2017 zapotrzebowanie na energię elektryczną rosło w tempie 1,2% rocznie, co powoduje, że jego pokrycie staje się coraz istotniejszą determinantą rozwoju polskiego systemu elektroenergetycznego. Aż w ośmiu latach, z trzynastu lat okresu 2005–2017, dynamika wzrostu zużycia energii elektrycznej w Polsce wyprzedzała dynamikę jej wytwarzania (rys. 15). Co istotne, trzy lata z tych ośmiu znalazły się wśród ostatnich czterech lat tego okresu. Były wśród nich lata 2016 i 2017, co może świadczyć o narastającym problemie pokrycia tego zapotrzebowania w ostatnich latach. Zużycie energii elektrycznej rośnie, chociaż postęp technologiczny i wszelkie działania proefektywnościowe powodują, że dynamika wzrostu tego zużycia jest znacznie wolniejsza, niż wynikałoby to z przyrostu liczby urządzeń, z których korzysta polska gospodarka i społeczeństwo. Zależność między wzrostem gospodarczym kraju, mierzonym dynamiką PKB, a zużyciem energii elektrycznej widoczna jest niemal we wszystkich latach analizowanego okresu.

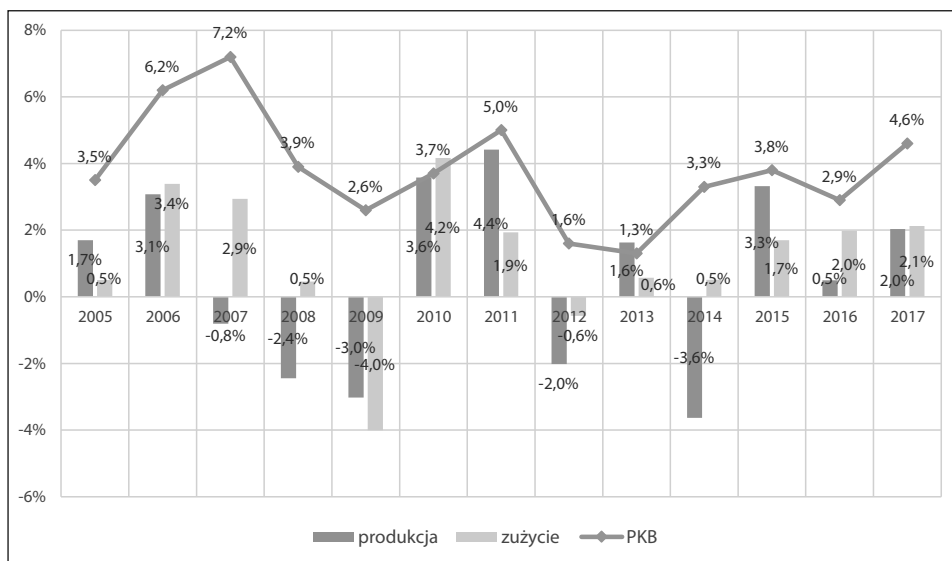
Zgodnie z założeniami PEP 2040, przedłożonego dnia 23 listopada 2018 r. przez ME, zapotrzebowanie na energię elektryczną w Polsce, determinowane wzrostem

71 *Polityka energetyczna 2040 – pobożne życzenia...*

72 *Projekt polityki energetycznej Polski do 2040 r.*, ME, Warszawa 2018, s. 13.

73 *Raport PSE S.A. za rok 2017*, Warszawa 2018, <https://www.pse.pl> (dostęp: 14.12.2018).

gospodarczym, będzie rosło w średnim tempie 1,7% rocznie<sup>74</sup>, co oznacza, że w 2040 r. przekroczy ono 200 TWh<sup>75</sup>. Szacując to tempo, założono dalszą poprawę efektywności energetycznej, która pozwoli na zaoszczędzenie 23% energii pierwotnej do 2030 r. Uwzględniono także zapotrzebowanie wynikające z rozwoju elektromobilności oraz wzrostu stopnia elektryfikacji ciepłownictwa przez szersze stosowanie pomp ciepła.



**Rysunek 15.** Dynamika wytwarzania i zużycia energii elektrycznej w Polsce

**Źródło:** opracowanie własne na podstawie: Biuletyn URE 2018, nr 2, s. 33.

Znaczne nakłady inwestycyjne są konieczne na modernizację i rozwój infrastruktury dystrybucyjnej i przesyłowej, w tym transgranicznej. Spółki dystrybucyjne w Polsce nie są bowiem w stanie zagwarantować odbiorcom końcowym nieprzerwanych dostaw energii elektrycznej. Jednym z czynników wpływających na awaryjność sieci dystrybucyjnych jest ich duża wrażliwość na zjawiska atmosferyczne, która jest efektem ich zaawansowanego generalnie wieku i znacznego stopnia wyeksploatowania. Wartość wskaźnika SAIDI, obrazującego długość przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, wzrosła, w zależności od regionu kraju, od 39% do nawet 161%<sup>76</sup>. Przykładowo na terenie województwa dolnośląskiego wyniosła ona 294 minuty, zaś na terenie województwa opolskiego – 271 minut. Wartości wskaźników SAIFI, obrazujących liczbę przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, wyniosły odpowiednio 3,62 i 3,97<sup>77</sup>. Wartości obu tych wskaźników, które można uznać za reprezentatywne

74 PSE S.A. zakłada, że zapotrzebowanie na energię elektryczną będzie rosło w tempie 2% rocznie.

75 Projekt polityki energetycznej...

76 NIK o ochronie praw konsumenta energii elektrycznej, <https://www.nik.gov.pl> (dostęp: 2.11.2018).

77 Biuletyn URE 2018, nr 2, s. 82.

w skali kraju, są znacznie większe niż w innych państwach członkowskich UE, co wynika chociażby z niskiego stopnia rozwoju w Polsce inteligentnych sieci elektroenergetycznych. Jak wynika z raportu NIK, w Polsce do końca 2017 r. nie wprowadzono strategii wdrożenia tych sieci i nie przygotowano niezbędnych regulacji prawnych. Impulsem do rozwoju połączeń transgranicznych (a w konsekwencji tego także krajowej infrastruktury przesyłowej) jest spełnienie wymogu UE, nakładającego na państwa członkowskie obowiązek osiągnięcia w 2020 r. co najmniej 10% udziału mocy tych połączeń w krajowych mocach wytwórczych ogółem.

Dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w krótkim okresie, a przez to zapobiegania znacznym wzrostom hurtowych jej cen, niezwykle istotna jest elastyczność systemu elektroenergetycznego. Jej zwiększenie w Polsce wymaga dużych nakładów inwestycyjnych, ukierunkowanych przede wszystkim na zmianę, tj. uelastycznienie technologicznej struktury wytwarzania energii elektrycznej, umożliwienie korzystania z usług ograniczania popytu na energię elektryczną, tj. usług DSR oraz rozwój technologii jej magazynowania.

## 1.6. Cenotwórczy charakter podatków i opłat

Obciążenia fiskalne w Polsce, związane z obrotem energią elektryczną, obejmują podatek VAT, akcyzę oraz podatki lokalne. Stawka podatku VAT wynosi 23% i jest ponad 4,5-krotnie wyższa niż minimalna stawka UE, określona dyrektywą 2003/96/UE<sup>78</sup>. Podatek akcyzowy wynosi 20 zł/MWh i jest prawie 5-krotnie wyższy niż unijne minimum tego podatku dla odbiorców niekomercyjnych i prawie 10-krotnie wyższy w przypadku odbiorców komercyjnych.

Opłaty, wchodzące w skład ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych z udziałem ok. 8%, obejmują głównie koszty zakupu, przez sprzedawcę energii elektrycznej, wymaganej ilości praw majątkowych<sup>79</sup>. Ceny ich zakupu, determinujące wysokość tych opłat, kształtowane są na TGE. Stworzony prawnie w Polsce system wsparcia dla źródeł odnawialnych i kogeneracyjnych oraz dla działań na

78 Dyrektywa Rady 2003/96/UE w sprawie restrukturyzacji wspólnotowych przepisów ramowych dotyczących opodatkowania produktów energetycznych i energii elektrycznej (Dz.U. UE L 283, s. 51).

79 Prawa majątkowe obejmują: certyfikaty zielone, tj. świadectwa pochodzenia energii odnawialnej, certyfikaty czerwone, potwierdzające wytworzenie energii w wysokosprawnej kogeneracji, z wykorzystaniem węgla, certyfikaty żółte, potwierdzające wytworzenie energii w wysokosprawnej kogeneracji, z wykorzystaniem gazu, certyfikaty fioletowe, potwierdzające wytworzenie energii w wysokosprawnej kogeneracji, z wykorzystaniem metanu kopalnianego, certyfikaty białe, potwierdzające zaoszczędzenie określonej ilości energii w wyniku realizacji inwestycji służących poprawie efektywności energetycznej i certyfikaty błękitne, potwierdzające wytworzenie energii z biogazu rolniczego.



rzecz poprawy efektywności energetycznej pozwala, wytwórcom energii elektrycznej w tych źródłach i podmiotom podnoszącym tę efektywność, sprzedawać tę prawa, nakładając jednocześnie na sprzedawców energii elektrycznej obowiązek ich zakupu w administracyjnie określonych ilościach<sup>80</sup>. Alternatywnym rozwiązaniem dla sprzedawców, wobec tego obowiązku, jest uiszczenie tzw. opłaty zastępczej, której wysokość określana jest także administracyjnie.

W 2018 r. obowiązek zakupu zielonych certyfikatów wynosił 17,5%, a opłata zastępcza nie więcej niż 300,3 zł/MWh, co sprawia, że do ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych w Polsce, tytułem wsparcia energii wytwarzanej z OZE, można było doliczyć do 52,55 zł/MWh<sup>81</sup>, co stanowiło 76,8%, tj. zdecydowanie największą część opłat wchodzących w skład tej ceny (tab. 2). W dalszej kolejności elementem tych opłat były kwoty wnoszone na poczet wsparcia wysokosprawnej kogeneracji gazowej, których udział wyniósł 13,4%. Udziały kosztów wynikających z zakupu pozostałych certyfikatów w tych opłatach nie przekraczały łącznie 3%.

**Tabela 2.** Wpływ praw majątkowych na ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych w Polsce

Certyfikaty	Oznaczenie	Obowiązek zakupu	Cena giełdowa*	Opłata zastępcza	Maksymalny wpływ na cenę energii	
		%	zł/MWh	zł/MWh	zł/MWh	%
Zielone	PMOZE	17,5	158,72	300,30	52,55	76,8
Czerwone	PMEC	23,2	8,83	8,19	1,90	2,8
Żółte	PMGP	8,0	111,89	115,00	9,20	13,4
Fioletowe	PMMET	2,3	55,01	56,00	1,29	1,9
Białe	PMEF	1,5	29,11	135,31	2,03	3,0
Błękitne	PMBIO	0,5	306,98	300,03	1,50	2,2

\*podano według notowań z dnia 27 listopada 2018 r.

**Źródło:** opracowanie własne na podstawie: notowania cen giełdowych certyfikatów, ustawa OZE<sup>82</sup>, ustawa o efektywności energetycznej<sup>83</sup>, oraz rozporządzenia ME wyznaczające obowiązki w zakresie zakupu tych certyfikatów.

80 *Raport o rynku energii elektrycznej i gazu ziemnego w Polsce w 2013 r.*, RWE Polska S.A., Warszawa 2014, s. 18.

81 Obliczenia przeprowadzono, przyjmując maksymalny poziom opłaty zastępczej. W latach 2009–2012 notowania giełdowe zielonych certyfikatów były bowiem zbliżone do tego poziomu. W okresie 2013–2017 cena tych certyfikatów, w wyniku ich nadpodaży, spadła o ok. 90%, a w 2017 r. wyniosła średnio 38,83 zł/MWh. Wobec tak niskich cen zielonych certyfikatów w 2018 r. opłatę zastępczą ustalono na poziomie 48,20 zł/MWh, odpowiadającym 125% średniej ich ceny z 2017 r. Jednocześnie zniesiono możliwość realizacji obowiązku OZE przez wniesienie opłaty zastępczej, za: *Zielone certyfikaty najdroższe od 2 lat*, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 17.07.2018), oraz *Rośnie cena zielonych certyfikatów. W tym roku popyt może być wyższy*, <https://www.cire.pl> (dostęp: 12.02.2018).

82 Ustawa z dnia 22 czerwca 2016 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. poz. 925).

83 Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz.U. z 2019 r. poz. 545 ze zm.).

Wraz ze wzrostem procentowych udziałów obowiązków oraz poszerzaniem ich zakresu o kolejne certyfikaty rosła koszt ich zakupu. Jeszcze w 2010 r. sprzedawcy mogli bowiem doliczyć maksymalnie do ceny jednej megawatogodziny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych kwotę 55,18 zł, która w okresie do 2017 r. wzrosła o 23,6%. W 2018 r. znacznie wzrosły notowania giełdowe zielonych certyfikatów. Jeszcze na początku stycznia ich poziom wynosił ok. 45 zł/MWh, zaś pod koniec listopada prawie 160 zł/MWh<sup>84</sup>. Zachowując potencjalny cenotwórczy charakter, nie wpłynęły one jednak, na mocy ustawy OZE, na cenę energii elektrycznej dla odbiorców końcowych w 2018 r.<sup>85</sup>

Zgodnie z ustawą o rynku mocy opłaty wchodzące w skład detalicznej ceny energii elektrycznej wzrosną od 2021 r. o opłatę mocową. Biorąc pod uwagę wyniki pierwszej aukcji mocy<sup>86</sup> z listopada 2018 r., można szacować, że koszt funkcjonowania rynku mocy wyniesie ok. 5,4 mld zł rocznie, co spowoduje wzrost tej ceny o ok. 40 zł/MWh<sup>87</sup>. W myśl wspomnianej ustawy koszt ten w największym stopniu, tj. w ok. 75%, obciąży odbiorców przemysłowych, biznesowych i samorządy. W pozostałej części partycypować w nim będą gospodarstwa domowe<sup>88</sup>.

84 <https://www.tge.pl> (dostęp: 7.12.2018).

85 K. Świrski, *Rekompensata i rachunek za energię – Polska i Niemcy – dwie strategie*, <https://www.cire.pl> (dostęp: 7.12.2018).

86 Na aukcji tej zakontraktowano 22,7 GW mocy po 240 zł za kW.

87 *Koszty rynku mocy o miliard zł wyższe niż zakładat rząd*, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 21.11.2018).

88 *Sejm przyjął ustawę o rynku mocy. Od 2021 r. konsumenci w rachunkach będą płacić specjalną opłatę*, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 13.07.2017).



## Rozdział 2

# Gospodarcze i społeczne efekty wzrostu cen energii elektrycznej w Polsce

### 2.1. Wprowadzenie

Elektroenergetyka ma kluczowe znaczenie dla gospodarki i poziomu życia społeczeństw. Odpowiednie ceny energii elektrycznej warunkują bowiem jej konkurencyjność i ich zamożność. Bez taniej i łatwo dostępnej energii elektrycznej gospodarka żadnego z państw nie jest w stanie skutecznie konkurować na rynku międzynarodowym. Nie jest też w stanie generować odpowiedniego tempa rozwoju gospodarczego i społecznego, zapewniającego miejsca pracy i dochody fiskalne dla państwa. W konsekwencji droga energia elektryczna, obciążając odbiorców, blokuje rozwój przedsiębiorczości i powoduje ograniczenie możliwości rozwojowych gospodarki, prowadząc do utraty pewnej potencjalnej części dochodu narodowego. Nie pozwala też na normalne funkcjonowanie społeczeństw<sup>1</sup>.

Zasadniczym problemem społecznym związanym z rosnącymi cenami energii elektrycznej jest problem ubóstwa energetycznego. W Polsce jest to zjawisko stosunkowo nowe. Pierwsze badania dotyczące ubóstwa energetycznego pojawiły się bowiem w 2012 r.<sup>2</sup> Obejmowały one ogólnopolskie oszacowanie skali ubóstwa energetycznego autorstwa P. Kurowskiego, oparte na brytyjskiej definicji absolutnej „10% dochodów”<sup>3</sup>. Według tego oszacowania w 2008 r. w Polsce ok.

- 1 J. Boratyński, M. Plich, M. Przybyliński, *Krótkookresowe efekty zmian cen energii w polskiej gospodarce*, „Studia Prawno-Ekonomiczne” 2010, t. XXXII, s. 218.
- 2 Najbardziej zaawansowanym państwem w zakresie badań nad tym zjawiskiem jest Wielka Brytania, która posiada ustawową definicję ubóstwa energetycznego, za: A. Miazga, D. Owczarek, *Dom zimny, dom ciemny – czyli ubóstwo energetyczne w Polsce*, „IBS Working Paper” 2015, nr 16, s. 5.
- 3 Zgodnie z definicją absolutną ubóstwa energetycznego ubogie energetycznie jest gospodarstwo domowe, którego hipotetyczne wydatki energetyczne są wyższe niż 10% jego dochodów rozporządzalnych. Do pomiaru ubóstwa energetycznego wykorzystuje się także definicję relatywną LIHC (*Low Income High Costs*), w myśl której ubogie energetycznie

40% gospodarstw domowych było ubogich energetycznie<sup>4</sup>. Rosnące hurtowe ceny energii elektrycznej sprawiają, że problem ubóstwa energetycznego w naszym kraju może mieć szczególne znaczenie. Ceny tej energii dla gospodarstw domowych, w odniesieniu do ich siły nabywczej, należały bowiem do najwyższych w UE. Można sądzić, że w przypadku niektórych grup tych gospodarstw konieczność zaspokojenia potrzeb energetycznych spowoduje ograniczenie innych wydatków, co może negatywnie wpłynąć na komfort życia ich członków.

Jak wynika z sondażu, który w grudniu 2018 r. przygotował Instytut Badań Rynkowych i Społecznych, ponad 45% Polaków „zdecydowanie obawia się”, a ponad 31% „raczej obawia się” podwyżek cen energii elektrycznej. Najczęściej „zdecydowane obawy” zgłaszały osoby najstarsze, tj. w wieku ponad 60 lat (ok. 60%), oraz najmłodsze, tj. w przedziale wiekowym 18–29 lat. Do tej grupy dołączali też najczęściej mieszkańcy miast do 50 tys. mieszkańców (55%) i wsi (47%), a najrzadziej metropolii powyżej 500 tys. mieszkańców (37%) i miast mających od 250 do 500 tys. mieszkańców (40%)<sup>5</sup>.

**Tabela 3.** Główne efekty wzrostu cen energii elektrycznej i przykłady ich możliwych konsekwencji

<b>Efekt ogólny</b>	<b>Przykłady możliwych konsekwencji</b>
Ryzyko wzrostu ubóstwa energetycznego	<ul style="list-style-type: none"> <li>• negatywny wpływ na zdrowie fizyczne i psychiczne odbiorców wrażliwych społecznie</li> <li>• nadmierne zadłużanie się odbiorców wrażliwych społecznie</li> </ul>
Ryzyko utraty konkurencyjności przez przedsiębiorstwa	<ul style="list-style-type: none"> <li>• spowolnienie gospodarcze i utrata konkurencyjności przez gospodarkę</li> <li>• wzrost kosztów wytwarzania towarów eksportowych</li> <li>• przenoszenie produkcji do krajów o łagodniejszych przepisach w zakresie ograniczania emisji CO<sub>2</sub> (<i>carbon leakage</i>)</li> </ul>
Ryzyko wzrostu cen towarów i usług konsumpcyjnych	<ul style="list-style-type: none"> <li>• wzrost inflacji</li> <li>• wzrost kosztów kredytów</li> </ul>
Wzrost kosztów funkcjonowania samorządów	<ul style="list-style-type: none"> <li>• problemy finansowe samorządów</li> <li>• wzrost kosztów świadczenia usług o charakterze lokalnym</li> <li>• konieczność intensyfikacji działań na rzecz przeciwdziałania ubóstwu energetycznemu i jego skutkom</li> </ul>

jest to gospodarstwo domowe, które ponosi wysokie hipotetyczne wydatki energetyczne w porównaniu do innych gospodarstw domowych oraz którego dochód jest względnie niski w porównaniu do dochodu innych gospodarstw, za: A. Miazga, D. Owczarek, *Dom zimny, dom ciemny...*, s. 5.

4 P. Kurowski, *Zagrożenie ubóstwem energetycznym. Próba ustalenia zjawiska*, Biuletyn URE 2012, nr 79.

5 *Sondaż: Podwyżki cen prądu budzą strach*, <https://www.rp.pl> (dostęp: 5.12.2018).

Ryzyko problemów finansowych spółek obrotu energią elektryczną	<ul style="list-style-type: none"> <li>• upadek spółek obrotu</li> <li>• przejmowanie obowiązków spółek obrotu przez sprzedawców rezerwowych</li> <li>• spadek konkurencji rynkowej</li> </ul>
Możliwość wzrostu zdolności inwestycyjnych firm energetycznych	<ul style="list-style-type: none"> <li>• wzrost wartości firm energetycznych</li> <li>• ograniczenie kosztów związanych z funkcjonowaniem rynku mocy</li> <li>• wzrost rezerwy mocy i stabilizacja systemu elektroenergetycznego</li> </ul>

**Źródło:** opracowanie własne.

Poziom cen energii elektrycznej jest szczególnie istotny dla przedsiębiorstw, których pozycja rynkowa, a niejednokrotnie przetrwanie na rynku, zależne są od stabilnych i nieprzerwanych dostaw tej energii, oferowanej w akceptowalnej cenie. Na wzrost cen energii elektrycznej najbardziej narażone są przedsiębiorstwa o niskiej marży, zwłaszcza energochłonne. Do grupy największego ryzyka zalicza się głównie przemysł ciężki, chemiczny i spożywczy, handel hurtowy i detaliczny oraz transport publiczny i towarowy. Dla niektórych przedsiębiorstw tej grupy wzrost cen energii elektrycznej nawet o kilka procent może oznaczać nieakceptowalny wzrost kosztów prowadzenia działalności gospodarczej, a w rezultacie konieczność zwiększenia cen za oferowane towary i usługi. Dodatkowo np. wzrost kosztów transportu towarowego może się przyczynić do spadku konkurencyjności wielu przedsiębiorstw produkcyjnych, handlowych i usługowych. W skali kraju wzrost cen energii elektrycznej może być przyczyną przenoszenia przez przedsiębiorstwa (zwłaszcza energochłonne) działalności za granicę (*carbon leakage*), wzrostu kosztów wytwarzania towarów eksportowych, a w konsekwencji spowolnienia gospodarczego i utraty konkurencyjności przez gospodarkę. Maleje bowiem jej zdolność do sprzedaży produktów i zwiększania udziału w rynku międzynarodowym.

Wzrost cen energii elektrycznej może doprowadzić do wzrostu cen towarów i usług konsumpcyjnych oraz dóbr produkcyjnych, co może się przełożyć na wzrost inflacji, a także np. na wzrost oprocentowania kredytów. Wobec podjętych przez rząd działań osłonowych można sądzić, że przeciętne gospodarstwo domowe w Polsce nie odczuje w krótkim okresie bezpośrednich skutków wzrostu tych cen. Może odczuć je jednak pośrednio, tzn. np. przez wzrost cen żywności i innych dóbr konsumpcyjnych.

Z pewnym opóźnieniem dla odbiorców indywidualnych droższe może się stać korzystanie z usług transportu publicznego i innych usług o charakterze lokalnym, świadczonych przez samorządy. Dodatkowo wobec ryzyka wzrostu cen energii elektrycznej samorządy muszą się liczyć z koniecznością ograniczenia wydatków na planowane inwestycje. Dużym wyzwaniem dla samorządów staje się przeciwdziałanie ubóstwu energetycznemu i jego skutkom, któremu sprostanie wymaga zarówno odpowiedniego kształtowania lokalnej gospodarki energetycznej, obejmującej głównie poprawę efektywności energetycznej i zapewnienie

bezpieczeństwa energetycznego, jak i realizacji działań wspomagających, polegających na wypłacaniu dodatków energetycznych<sup>6</sup>.

Oprócz wzrostu cen hurtowych energii elektrycznej głównym powodem problemów finansowych spółek obrotu jest brak zastosowania, w ustawie o cenach energii elektrycznej<sup>7</sup>, indywidualnego sposobu rozliczania rekompensat na podstawie faktycznie utraconych przychodów przez każdą z nich. Przyjęte w tej ustawie rozwiązania nie uwzględniają bowiem zróżnicowanej sytuacji kontraktowej tych spółek i mogą nie pokrywać ich strat spowodowanych koniecznością sprzedaży odbiorcom energii elektrycznej poniżej hurtowych cen jej zakupu. Dlatego też mogą one być przyczyną problemów finansowych spółek obrotu, a przez to negatywnie wpłynąć na kontynuację działalności większości z nich i osłabienie konkurencji na detalicznym rynku energii elektrycznej<sup>8</sup>. Dotyczy to w szczególności małych niezależnych spółek, niewchodzących w skład grup kapitałowych dużych koncernów energetycznych. Co istotne, w przypadku upadku tych spółek dostawy energii elektrycznej przejmuje dostawca rezerwowy, realizując je po znacznie wyższych cenach.

Efektom rosnących cen energii elektrycznej mogą być wyższe przychody firm energetycznych, które mogą spowodować wzrost ich zdolności inwestycyjnych, a przez to ich wartości. Wobec niskiego poziomu tych cen, zwłaszcza w okresie 2012–2017, zdolności te były bowiem szczególnie niskie<sup>9</sup>. W tych uwarunkowaniach podejmowanie inwestycji w zdolności wytwórcze stało się nieopłacalne. Co więcej, zmusiły one firmy energetyczne do dokonania odpisów aktualizujących wartość swoich (nierentownych) aktywów wytwórczych<sup>10</sup>. PGE S.A. zdecydowała się bowiem w II połowie 2015 r. na obniżenie wartości tych aktywów o 8,8 mld zł, zaś Tauron S.A. o 2,9 mld zł<sup>11</sup>. Sytuacja ta była bezpośrednim bodźcem do podjęcia prac nad stworzeniem systemu zachęt ekonomicznych dla wytwórców energii elektrycznej, by inwestowali w aktywa wytwórcze, które zapewnią rezerwę w systemie i zapobiegną jego destabilizacji<sup>12</sup>. Rosnące ceny na hurtowym rynku energii elektrycznej mogą zatem ograniczyć zakres zjawiska brakujących przychodów (*missing money*) i zjawiska braku adekwatnych zdolności wytwórczych (*missing capacity*), co w konsekwencji powinno się przełożyć na spadek kosztów funkcjonowania tego systemu, tj. rynku mocy.

6 I. Herbuś, *Ubóstwo energetyczne jako wzrastający problem współczesnych samorządów*, „Zeszyty Naukowe Politechniki Częstochowskiej” 2017, nr 25, t. 2, s. 127 i 135.

7 Ustawa z dnia 28 grudnia 2018 r. o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. poz. 2538 ze zm.).

8 *Chaos związany z ustawą o cenach prądu trwa*, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 26.03.2019).

9 Oprócz niskich hurtowych cen energii elektrycznej powodem niskich dochodów firm energetycznych były także coraz krótsze okresy wykorzystywania przez nie swojej mocy wytwórczych, co wynikało z coraz większej konkurencji OZE.

10 *Gigantyczny odpis i gigantyczna strata PGE*, <https://www.pb.pl> (dostęp: 25.08.2015).

11 P. Bieniek, *Ponad 6 mld zł strat z odpisów w największych spółkach*, <https://www.stockwatch.pl> (dostęp: 22.02.2016).

12 A. Łakoma, *Nowe wyzwania dla energetyki*, „Rzeczpospolita”, 4.05.2015.

## 2.2. Ryzyko wzrostu ubóstwa energetycznego

Problem ubóstwa energetycznego dotyczy odbiorców z gospodarstw domowych, dla których zaspokojenie potrzeb energetycznych jest niezbędne do utrzymania godnego poziomu życia. Możliwość wykorzystania zarówno energii cieplnej, jak i elektrycznej zapewnia bowiem ogrzanie i oświetlenie mieszkania lub domu, podgrzanie wody, przygotowanie posiłków i korzystanie z podstawowych sprzętów RTV i AGD. Gospodarstwo domowe jest ubogie energetycznie, jeżeli ma trudności w zaspokojeniu swoich potrzeb energetycznych z powodu niskiego dochodu lub charakterystyki mieszkania<sup>13</sup>.

Problem ubóstwa energetycznego nie dotyczy wyłącznie osób ubogich dochodowo, ale także tych, które dysponują wprawdzie odpowiednim dochodem, ale ponadprzeciętnie wysokie potrzeby energetyczne, związane najczęściej z niską efektywnością energetyczną mieszkania lub domu<sup>14</sup>, oświetlenia, użytkowanych urządzeń oraz brakiem edukacji dotyczącej oszczędnego gospodarowania energią, powodują, że zagrożenie nim staje się coraz bardziej realne<sup>15</sup>. W przypadku wysokiego kosztu zaspokojenia potrzeb energetycznych członkowie zamożniejszych gospodarstw domowych stają najczęściej przed dylematem, czy ograniczać te potrzeby, czy też oszczędzać kosztem innych wydatków, np. na żywność, leki czy edukację.

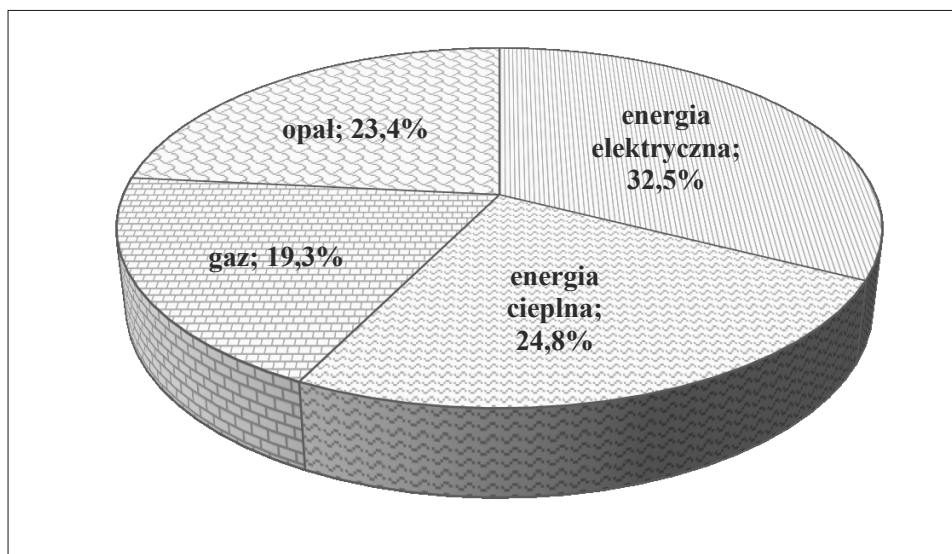
Odbiorcy indywidualni w Polsce przeznaczają średnio 20% swoich wydatków na użytkowanie mieszkania lub domu i nośniki energii, przy czym nośniki te są przyczyną średnio niespełna 12% tych wydatków. Wydatki na użytkowanie mieszkania lub domu obejmują głównie koszty ich najmu i konserwacji, dostarczania zimnej wody i kanalizacji. Z kolei wydatki na nośniki energii związane są z wykorzystaniem energii cieplnej i elektrycznej. W 2017 r. energia ciepła determinowała ok. 2/3 wydatków na nośniki energii (tj. ok. 8% wydatków ogółem gospodarstw domowych), przy czym ok. 25% z nich przeznaczanych było bezpośrednio na ciepło (ciepło systemowe), zaś pozostała część na zakup nośników, potrzebnych do jego wytworzenia, tj. na opał i gaz (rys. 16). Pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną wymagało przeznaczenia ok. 33% wydatków na nośniki energii (tj. ok. 4% wydatków ogółem gospodarstw domowych).

13 K. Sałach, P. Lewandowski, *Ubóstwo energetyczne w Polsce 2012–2016. Zmiany w czasie i charakterystyka zjawiska*, Instytut Badań Strukturalnych, Warszawa, luty 2018, s. 2.

14 W Polsce 58% zasobów budowlanych stanowią budynki starsze niż 40 lat, a jedynie 10% ma certyfikaty energetyczne klasy A lub B. Niski bądź bardzo niski standard energetyczny cechuje większość domów jednorodzinnych, co jest źródłem dużego zapotrzebowania na energię ciepłą, za: *Budynki mogą zużywać o 80 proc. mniej energii niż dziś. Potrzebne są inwestycje w nowe technologie*, <https://www.energetyka24.com> (dostęp: 15.01.2019).

15 K. Sałach, P. Lewandowski, *Pomiar ubóstwa energetycznego na podstawie danych BBGD – metodologia i zastosowanie*, Instytut Badań Strukturalnych, Warszawa, styczeń 2018, s. 5.





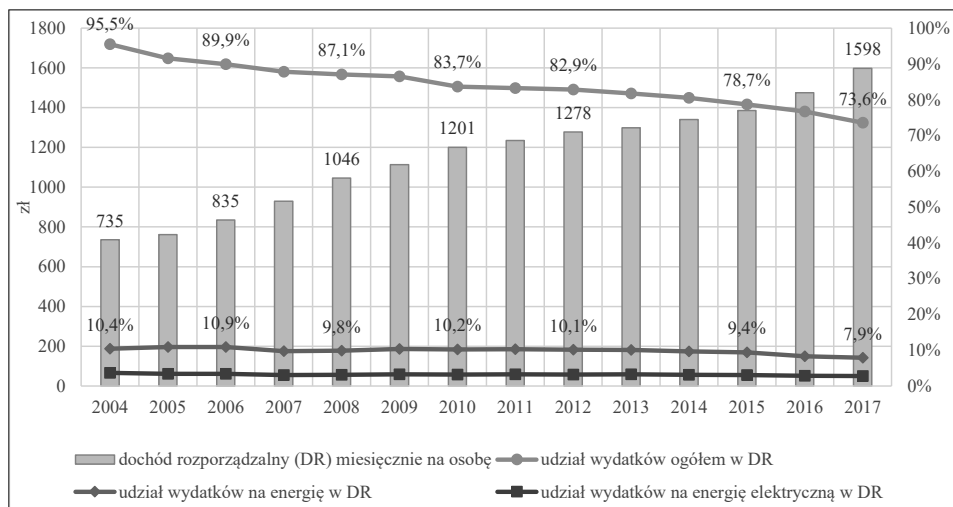
**Rysunek 16.** Struktura wydatków na nośniki energii gospodarstw domowych w Polsce

**Źródło:** opracowanie własne na podstawie: *Sytuacja gospodarstw domowych w 2017 r. w świetle wyników badania budżetów gospodarstw domowych*, <https://stat.gov.pl> (dostęp: 18.12.2018).

Porównanie dynamiki dochodów rozporządzalnych i wydatków gospodarstw domowych w Polsce wskazuje na poprawę ich sytuacji materialnej. W 2017 r. dochód rozporządzalny na osobę wyniósł bowiem 1598 zł, co oznacza prawie 2,2-krotny wzrost w stosunku do 2004 r. (rys. 17). Jednocześnie w okresie 2004–2017 z 95,5% do 73,6%, tj. o 21,9 p.p., zmniejszył się udział wydatków w tym dochodzie.

O istocie kosztów nośników energii w budżetach gospodarstw domowych w Polsce świadczy znacznie niższa dynamika ich spadku w stosunku do analogicznej dynamiki wydatków ogółem. Udział tych kosztów w dochodzie rozporządzalnym spadł bowiem w okresie 2004–2017 z 10,4% do 7,9%, tj. tylko o 2,5 p.p., z czego 1,0 p.p. dotyczył kosztów energii elektrycznej, których udział w tym dochodzie spadł do 2,7% w 2017 r. Ponadto z zestawienia wydatków na nośniki energii i wielkości dochodu rozporządzalnego gospodarstw domowych, co (zgodnie z definicją absolutną) może być kryterium do określenia ubóstwa energetycznego, wynika, że w okresie 2004–2017 stanowiły one średnio 9–10% tego dochodu. Można zatem wnioskować, że problem ubóstwa energetycznego w Polsce ma istotne znaczenie, a jego poziom zależy w znacznym stopniu od cen energii oraz wielkości jej zużycia<sup>16</sup>.

16 A. Stępnia, A. Tomaszewska, *Ubóstwo energetyczne a efektywność energetyczna*, Instytut na rzecz Ekorozwoju, Warszawa 2013, s. 16.



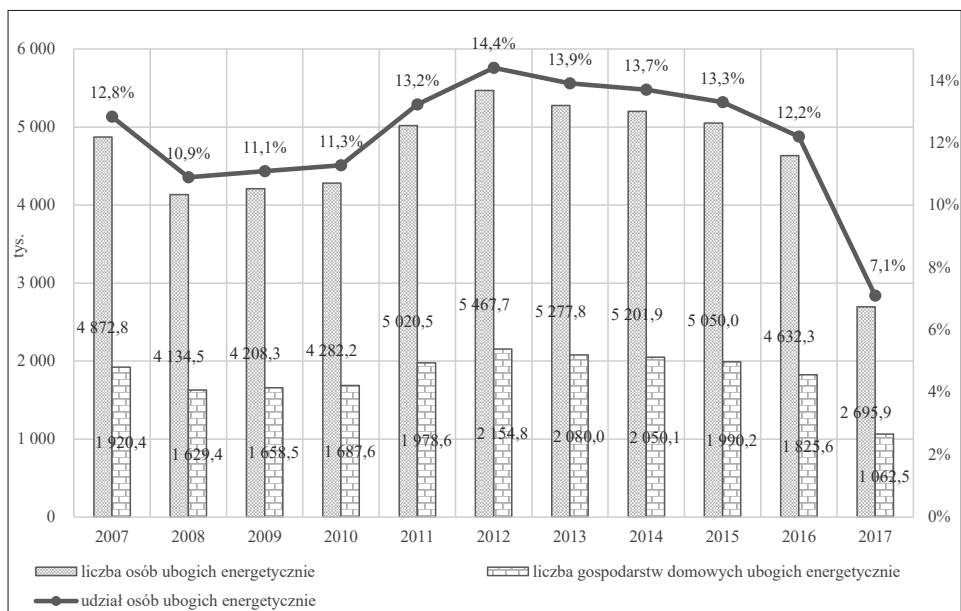
**Rysunek 17.** Dochód rozporządzalny (DR), wydatki ogółem i wydatki na energię gospodarstw domowych w Polsce

**Źródło:** opracowanie własne na podstawie: *Sytuacja gospodarstw domowych w 2017 r. w świetle wyników badania budżetów gospodarstw domowych*, <https://stat.gov.pl> (dostęp: 12.12.2018), oraz dane Eurostat, <https://ec.europa.eu/eurostat> (dostęp: 12.12.2018).

W 2017 r. problem ubóstwa energetycznego dotyczył 7,1%, tj. 2,7 mln mieszkańców lub 1,06 mln gospodarstw domowych Polski, co oznacza, że jego zakres, głównie wobec rosnących dochodów gospodarstw domowych<sup>17</sup>, zmniejszył się (rys. 18). Jeszcze w 2012 r. z ubóstwem energetycznym borykało się bowiem 14,4%, tj. 5,47 mln osób lub ponad 2 mln gospodarstw domowych. We wcześniejszych latach problem ten przybierał znacznie większe rozmiary. W 2005 r. odsetek osób ubogich energetycznie wyniósł bowiem aż 23,9%, przy czym poziom ten został osiągnięty po 9-letnim okresie stabilnego wzrostu, ponieważ na początku tego okresu, tj. w 1996 r., osób ubogich energetycznie w Polsce było „tylko” 8,4%.

Generalnie ponad połowa osób ubogich energetycznie była także uboga dochodowo. Biorąc pod uwagę 2017 r., można stwierdzić, że wśród 2,7 mln takich osób ok. 1,7 mln osób było ubogich dochodowo (rys. 19). Jednocześnie ok. 1,0 mln osób doświadczało ubóstwa energetycznego, chociaż nie było ubogie dochodowo. Oznacza to, że problem ubóstwa energetycznego nie może być postrzegany wyłącznie jako aspekt ubóstwa dochodowego, lecz jako odrębny wymiar deprivacji.

<sup>17</sup> W istotny sposób do wzrostu tych dochodów przyczynił się Program „Rodzina 500+”, dzięki któremu sytuacja materialna rodzin uległa znacznej poprawie. W latach 2016–2017 z programu skorzystało ok. 3,7 mln dzieci z 2,4 mln rodzin, a w 2017 r. łączne wydatki związane z jego realizacją wyniosły 3,11% PKB, za: <https://www.gov.pl> (dostęp: 13.03.2019).



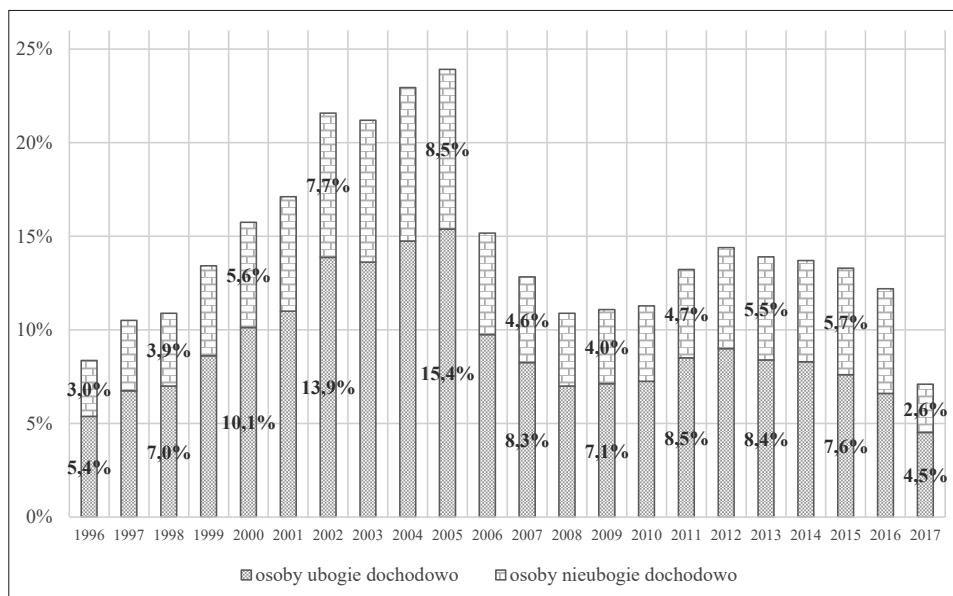
**Rysunek 18.** Problem ubóstwa energetycznego w Polsce

**Źródło:** opracowanie własne na podstawie: K. Sałach, P. Lewandowski, *Ubóstwo energetyczne w Polsce 2012–2016. Zmiany w czasie i charakterystyka zjawiska*, Instytut Badań Strukturalnych, Warszawa, luty 2018, oraz danych GUS, <https://stat.gov.pl>, oraz Eurostat, <https://ec.europa.eu/eurostat> (dostęp: 17.01.2019).

Zdecydowaną większość, tj. ok. 2/3, ubogich energetycznie w Polsce stanowią mieszkańcy wsi. W tej grupie mieszkańców naszego kraju stopa ubóstwa energetycznego jest najwyższa. Wynosi ona bowiem 20% i dotyczy głównie gospodarstw domowych utrzymujących się z rolnictwa<sup>18</sup>. Jest to głównie konsekwencją względnie niższych dochodów mieszkańców wsi oraz zamieszkiwania w domach jednorodzinnych o często dużych metrażach i niskiej efektywności energetycznej. Ubóstwo energetyczne jest też istotnym zjawiskiem w miastach poniżej 20 tys. mieszkańców, w których co ósma osoba jest nim dotknięta. W dużych miastach (powyżej 200 tys. mieszkańców) skala ubóstwa energetycznego jest stosunkowo niewielka i wynosi ok. 5%<sup>19</sup>.

18 W okresie 2016–2017 rolnicy byli drugą, po rencistach, pod względem dynamiki wzrostu zapotrzebowania na nośniki energii, grupą społeczną w Polsce. Rencisci zwiększyli bowiem swoje zapotrzebowanie na te nośniki w tym okresie o 9,7%, zaś rolnicy o 9,2%, za: GUS, <https://stat.gov.pl> (dostęp: 19.12.2018).

19 K. Sałach, P. Lewandowski, *Ubóstwo energetyczne w Polsce...*, s. 4.



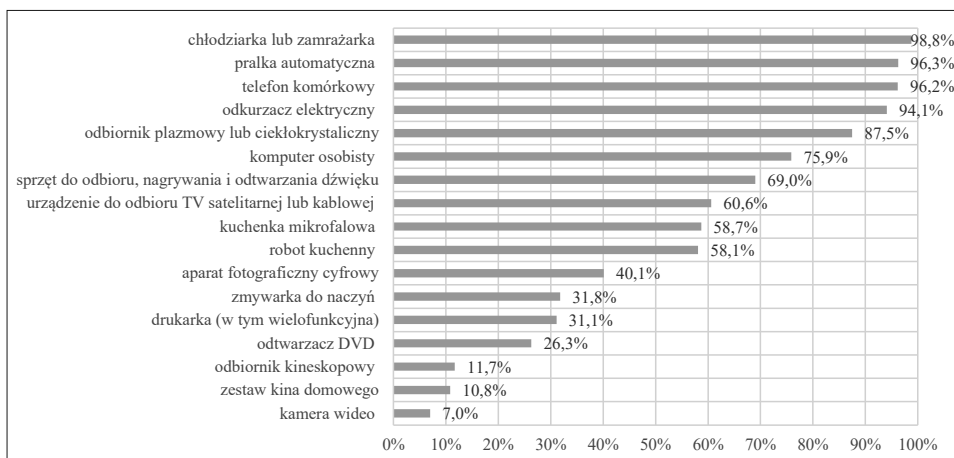
**Rysunek 19.** Poziom osiąganego dochodu a ubóstwo energetyczne w Polsce  
**Źródło:** opracowanie własne na podstawie: *Badanie budżetów domowych*, GUS,  
<https://stat.gov.pl> (dostęp: 19.12.2018).

Udział wydatków na energię elektryczną wśród wydatków na nośniki gospodarskich w Polsce jest stosunkowo niski<sup>20</sup>, jednak wzrost jej cen nie pozostanie obojętny na poziom ubóstwa energetycznego. Spowoduje on bowiem, że coraz więcej gospodarstw domowych nie będzie w stanie zaspokoić swoich potrzeb energetycznych<sup>21</sup>. Dla części z nich wzrost cen energii elektrycznej będzie oznaczał spadek komfortu życia. Doprowadzi bowiem do ograniczenia częstotliwości lub zakresu wykorzystania sprzętu komputerowego, RTV i AGD, w który większość z nich jest wyposażona i zwyczajowo go używa (rys. 20). Ponad 3/4 gospodarstw domowych w Polsce posiada bowiem komputery, odbiorniki plazmowe lub ciekłokrystaliczne, odkurzacze, telefony komórkowe, pralki, lodówki i zamrażarki, a ponad połowa z nich dysponuje robotami kuchennymi, kuchenkami mikrofalowymi, odbiornikami TV oraz sprzętem do odbioru, nagrywania i odtwarzania dźwięku.

Wydatki na energię elektryczną związane są z preferencjami i wzorcami konsumpcji członków gospodarstw domowych, podczas gdy wydatki na ciepło wynikają bardziej z charakterystyki mieszkań i domów. Obecność kolejnej dorosłej osoby w gospodarstwie domowym przekłada się na wzrost wydatków na energię elektryczną o 29%, a wydatków na ogrzewanie o 6%. Zależność ta dotyczy

<sup>20</sup> Wynosi on ok. 33% wydatków na nośniki energii oraz ok. 4% wydatków ogółem.

<sup>21</sup> M. Lis, A. Miazga, *Kogo obciąży wzrost cen energii? Mapa wydatków energetycznych Polaków*, „IBS Working Paper” 2015, nr 11, s. 4.



**Rysunek 20.** Wyposażenie gospodarstw domowych w Polsce w sprzęt RTV i AGD

**Źródło:** opracowanie własne na podstawie: dane GUS, <https://stat.gov.pl> (dostęp: 20.12.2018).

w szczególności mieszkańców miast, gdzie zużywa się więcej energii elektrycznej niż na wsiach. Źródłem tej różnicy jest korzystanie ze sprzętów elektronicznych codziennego użytku. Każda kolejna dorosła osoba ponosi bowiem wydatki związane z użytkowaniem np. komputera i telefonu komórkowego.

Wydatki gospodarstw domowych na energię elektryczną rosną także wraz z liczbą dzieci. Dynamika tego wzrostu jest jednak znacznie niższa i wynosi 6% z kolejnym dzieckiem. Wyniki badań wskazują jednocześnie, że wydatki na ogrzewanie nie zależą od liczby dzieci. Generalnie nie podnosi się temperatury w pomieszczenia ze względu na dzieci<sup>22</sup>. Malejąca jest dynamika wzrostu wydatków na energię elektryczną gospodarstw domowych wraz z każdą kolejną osobą w rodzinie. Efekt skali powoduje bowiem, że takie urządzenia jak np. pralka, lodówka, odbiornik TV mogą być wykorzystywane przez większą liczbę osób<sup>23</sup>.

O znacznym wpływie wzrostu cen energii elektrycznej na wzrost liczebności grupy odbiorców zagrożonych ubóstwem energetycznym w Polsce świadczą wyniki badań przeprowadzonych na podstawie danych GUS w 2006 r. Wskazują one bowiem, że wzrost tych cen o 10% zwiększa liczebność tej grupy o 225 tys. gospodarstw domowych. Wzrost kosztów energii elektrycznej o 30% sprawia, że rośnie ona o ponad 800 tys. tych gospodarstw<sup>24</sup>.

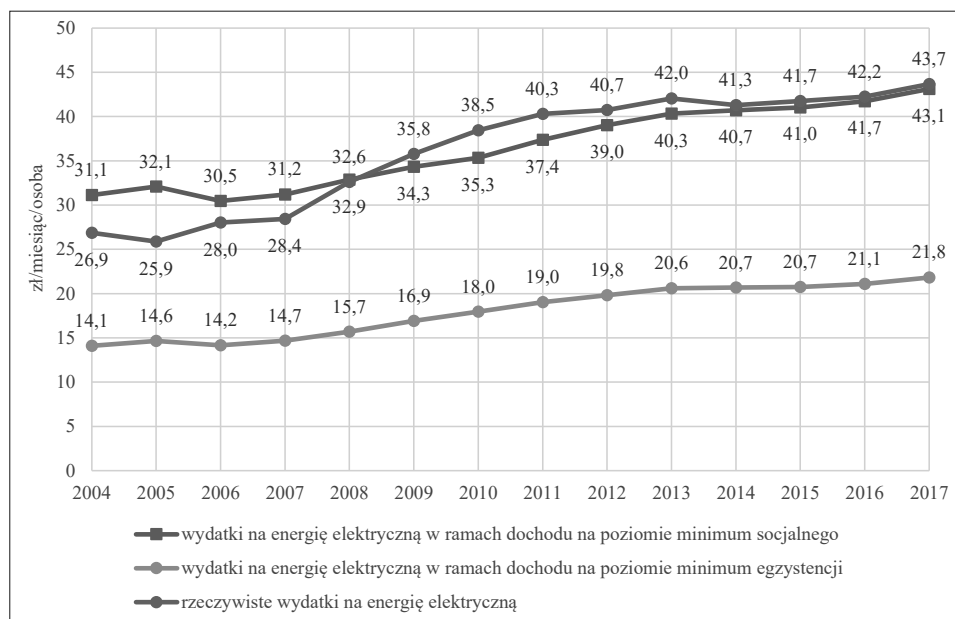
Wydatki na energię elektryczną gospodarstw domowych w Polsce ponad dwukrotnie przewyższały wydatki gospodarstw dysponujących dochodem na

22 M. Lis, A. Miazga, *Kogo obciążą wzrost...*, s. 15.

23 H.R. Varian, *Mikroekonomia. Kurs średni – ujęcie nowoczesne*, Warszawa 2013.

24 P. Kurowski, *Wydatki gospodarstw domowych na energię elektryczną. Próba ustalenia grup odbiorców wrażliwych na podwyżki cen energii*, Biuletyn URE 2008, nr 5.

poziomie minimum egzystencji<sup>25</sup>, który w 2017 r. wynosił 574 zł miesięcznie na osobę i dotyczył 4,3% mieszkańców naszego kraju. Osoba taka wydatkowała bowiem średnio kwotę 21,8 zł miesięcznie w celu pokrycia swojego zapotrzebowania na energię elektryczną, podczas gdy przeciętny poziom tych wydatków wyniósł 43,7 zł (rys. 21). Jednak tylko nieznacznie przewyższał on poziom zapewniający podstawowe potrzeby socjalno-bytowe, określony kategorią minimum socjalnego<sup>26</sup>, które w 2017 r. wyniosło 1135 zł na osobę. Zaspokojenie tych potrzeb wymagało bowiem wydatkowania na energię elektryczną 43,1 zł miesięcznie na osobę, tj. tylko o 0,6 zł mniej niż w rzeczywistości było. Jak wynika z rysunku 21, potrzeby socjalno-bytowe nie były zaspokojone w okresie 2004–2008, co oznacza, że gospodarstwa domowe w Polsce wydawały na energię elektryczną mniej, niż należałoby wydać, aby zapewnić minimalnie godziwy poziom życia.

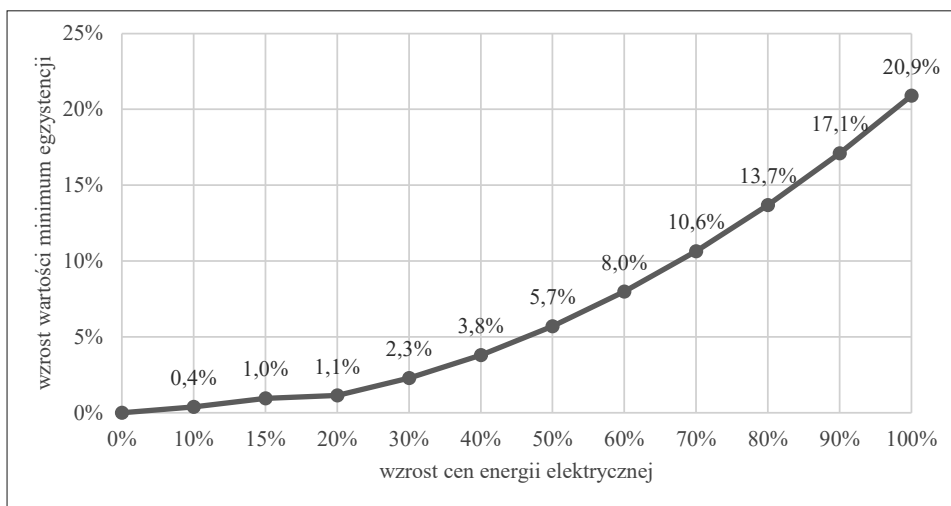


**Rysunek 21.** Wydatki na energię elektryczną gospodarstw domowych w Polsce

**Źródło:** opracowanie własne na podstawie: dane GUS, <https://stat.gov.pl> (dostęp: 11.01.2019).

- 25 Minimum egzystencji (minimum biologiczne) wyznacza granicę, poniżej której występuje biologiczne zagrożenie życia oraz rozwoju psychofizycznego człowieka, za: P. Kurowski, *Koszty minimum socjalnego i minimum egzystencji – dotychczasowe podejście*, IPISS, Warszawa 2002, s. 2.
- 26 Wzorzec minimum socjalnego jest modelem zaspokajania potrzeb na generalnie niskim poziomie, ale jeszcze wystarczającym dla reprodukcji sił witalnych człowieka na każdym etapie jego biologicznego rozwoju, dla posiadania i wychowania potomstwa oraz dla utrzymania więzi ze społeczeństwem, za: L. Deniszczuk, B. Sajkiewicz, *Kategoria minimum socjalnego*, [w:] S. Golinowska (red.), *Polska bieda II. Kryteria – Ocena – Przeciwdziałanie*, IPISS, Warszawa 1997.

Stosunkowo niska jest wrażliwość poziomu minimum egzystencji względem kosztów energii elektrycznej. Poziom ten staje się bowiem wyższy o 1%, gdy ceny energii elektrycznej wzrosną o 15% (rys. 22). Ich wzrost o 100% podnosi ten poziom o prawie 21%<sup>27</sup>. Urzeczywistnienie tego ostatniego scenariusza oznacza, że minimum egzystencji wyniosłoby 694 zł, a wydatki na energię elektryczną 43,6 zł miesięcznie na osobę. Kwota ta jest tylko nieznacznie niższa od kwoty, jaką na energię elektryczną przeznaczyły gospodarstwa domowe w Polsce w 2017 r. Jednocześnie w niewielkim tylko stopniu przekracza ona kwotę 43,1 zł, która w 2017 r. zapewniała utrzymanie jakości życia gospodarstw domowych w naszym kraju na poziomie minimum socjalnego.



**Rysunek 22.** Minimum egzystencji a ceny energii elektrycznej

**Źródło:** opracowanie własne na podstawie: dane GUS, <https://stat.gov.pl> (dostęp: 11.01.2019).

Wiele wskazuje na to, że w najbliższych latach w Polsce wzrośnie znaczenie ogrzewania realizowanego z wykorzystaniem energii elektrycznej<sup>28</sup>, co może zmienić strukturę wydatków na nośniki energii wielu ich odbiorców, w tym gospodarstw domowych. Wydatki gospodarstw domowych na energię elektryczną stosujących ją wyłącznie do ogrzewania mieszkań lub domów są bowiem średnio ponad dwukrotnie wyższe od analogicznych wydatków tych gospodarstw, które nie wykorzystują jej w celach grzewczych<sup>29</sup>. Wprawdzie nie opracowano krajowej strategii elektryfikacji sektora ciepłownictwa i ogrzewnictwa, ale realna możliwość uzyskania dotacji na zakup np. pomp ciepła szybko zwiększa zakres ich stosowania. Do wytwarzania ciepła wykorzystują one wprawdzie energię odnawialną,

27 Wobec dynamiki wzrostu hurtowych cen energii elektrycznej w 2018 r., wynoszącej 80%, przywoływanie tego przypadku wcale nie musi mieć charakteru teoretycznego.

28 Aktualnie udział energii elektrycznej w ogrzewnictwie budynków w Polsce nie przekracza 5%.

29 Zużycie energii w gospodarstwach domowych, GUS, Warszawa 2017, s. 125.

tj. ciepło powietrza zewnętrznego (pompy powietrzne) lub wnętrza ziemi (pompy głębinowe), ale ich napęd jest elektryczny. To coraz mocniejszy trend związany zarówno z centralnym ogrzewaniem, jak i ogrzewaniem domów. Jeszcze w 2010 r. sprzedawano w Polsce ok. 8 tys. sztuk pomp ciepła. Tylko w 2017 r. ich rynek wzrósł o 30% i osiągnął poziom prawie 25 tys. sztuk<sup>30</sup>.

Bezpośredniej elektryfikacji ciepłownictwa i ogrzewnictwa będzie sprzyjała strategia rządu na rzecz walki z zanieczyszczeniem powietrza, co powinno sprawić, że ogrzewnictwo stanie się konkurencyjne cenowo dla ogrzewania gazem i węglem. W ramach tej strategii wprowadzono np. tzw. taryfę antysmogową, tj. dodatkową taryfę z korzystniejszą stawką za dystrybucję energii elektrycznej zużywanej nocą przez gospodarstwa domowe. Zaproponowano również niższe stawki za samą energię elektryczną w godzinach od 22.00 do 6.00<sup>31</sup>. Ogrzewnictwo elektryczne jest praktycznie bezobsługowe, nie stwarza niebezpieczeństwa pożarów, wybuchów, które mogą wystąpić w przypadku źródeł ciepła z komorą spalania.

W przypadku domów jednorodzinnych bezpośrednie ogrzewanie elektryczne lub ogrzewanie pośrednie za pomocą pomp ciepła wkomponowuje się w strategię rozproszonego wytwarzania energii elektrycznej, nierzadko z wykorzystaniem OZE. Instalacja paneli fotowoltaicznych na dachach tych domów pozwala prosumentom<sup>32</sup> ograniczyć wydatki nie tylko na ciepło, lecz także na energię elektryczną używaną do jego wytworzenia.

Szersze wykorzystanie energii elektrycznej do ogrzewania pomieszczeń w Polsce jest uwarunkowane postęпами w zakresie transformacji systemu elektroenergetycznego, zmierzającej m.in. do jego integracji z systemem ciepłowniczym<sup>33</sup>. Zależy ono bowiem głównie od możliwości wchłaniania energii odnawialnej przez ten system, rozwoju technologii magazynowania zarówno energii elektrycznej, jak i energii cieplnej, co korzystnie wpływa na jego elastyczność. Włączenie w to możliwości świadczenia usług DSR i stosowania taryf dynamicznych<sup>34</sup> może nie tylko zmniejszyć wrażliwość odbiorców energii elektrycznej w Polsce (co istotne, nie tylko indywidualnych) na wzrost jej cen, ale także ograniczyć zjawisko ubóstwa energetycznego w naszym kraju.

30 *Rewolucja w ogrzewaniu. Pompy ciepła u progu zmian*, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 27.09.2018).

31 D. Ciepiela, *Ministerstwo Energii wylicza, ile zapłacimy za ogrzewanie domu prądem*, <https://energetyka.wnp.pl> (dostęp: 27.01.2018).

32 Model prosumencki zakłada wytwarzanie energii na własny użytek, a także sprzedaż jej nadmiaru do sieci. Jest on jednym z istotnych elementów programu „Energia Plus”, za: *Program Energia plus zakłada długofalową obniżkę cen energii*, <https://www.energetyka24.com> (dostęp: 10.01.2019).

33 W szerokim ujęciu integracja ta obejmuje także system transportowy, za: G. Wojtkowska-Łodej, A.T. Szablewski, T. Motowidlak, *Wybrane problemy zrównoważonego rozwoju elektroenergetyki*, Dom Wydawniczy Elipsa, Warszawa 2018, s. 130.

34 T. Motowidlak, *Programy DSR instrumentem poprawy bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej*, „Przegląd Naukowo-Metodyczny Edukacja dla Bezpieczeństwa” 2017, nr 1(34), s. 1157.



Elektryfikacja ciepłownictwa i ogrzewnictwa (pod warunkiem realizacji zasadniczych celów transformacji systemu elektroenergetycznego) może być środkiem do ograniczenia ubóstwa energetycznego w Polsce również ze względu na niedoskonałość systemu regulacji cen ciepła systemowego w naszym kraju<sup>35</sup>. Nie jest on bowiem w stanie zapewnić pokrycia wzrostu (prawie o 36%) kosztów uzasadnionych (łącznie w zakresie wytwarzania i przesyłu ciepła), niezależnych od przedsiębiorstw ciepłowniczych, co niekorzystnie wpływa na ich rentowność i uniemożliwia realizację potrzebnych inwestycji środowiskowych. W tych warunkach należy się liczyć ze wzrostem cen ciepła systemowego w Polsce, co zwiększy wydatki jego odbiorców na ten nośnik energii.

### 2.3. Ryzyko wzrostu cen towarów i usług konsumpcyjnych

Stopa inflacji jest jednym z istotnych parametrów makroekonomicznych wpływających na wzrost gospodarczy. Zależność ta była przedmiotem wielu badań teoretycznych i empirycznych, które nie pozwoliły jednak na wyznaczenie optymalnego poziomu tej stopy<sup>36</sup>. W teorii (ekonomii), jak i w praktyce gospodarczej zbieżne są tylko poglądy co do charakteru tej zależności. Ekonomiści i praktycy są bowiem zgodni, że powolne procesy inflacyjne mają korzystny wpływ na dynamikę wzrostu gospodarczego. Niekorzystnie na gospodarkę wpływa wysoka inflacja, która jest czynnikiem zmniejszającym jej aktywność ekonomiczną w długim okresie. Przykładowo P. Baranowski i M. Raczek obliczyli, wykorzystując dane za okres 1971–2000, że dla państw członkowskich UE wzrost inflacji o 10 p.p. spowodował spadek ich PKB o 1,41 p.p.<sup>37</sup> W tym samym kierunku oddziałuje deflacja, chociaż w historii gospodarczej świata, przed I wojną światową, nie wywołała ona recesji gospodarczej.

Na potrzeby oceny wpływu cen energii na stopę inflacji w Polsce można przyjąć, że optymalny jej poziom (cel inflacyjny), mierzony wartością indeksu CPI, wynosi 2,5%. Został on bowiem określony przez Radę Polityki Pieniężnej, a następnie przyjęty do realizacji przez NBP, co oznacza, że polska władza monetarna będzie przeciwdziałać zarówno inflacji przewyższającej ten poziom, jak i deflacji. Strategia celu inflacyjnego wynika z przekonania, że niska i stabilna inflacja sprzyja wszelkim przejawom życia gospodarczego. Tworzy ona jednocześnie korzystne warunki, w których gospodarka może się rozwijać. Warunki te determinuje m.in. jasność

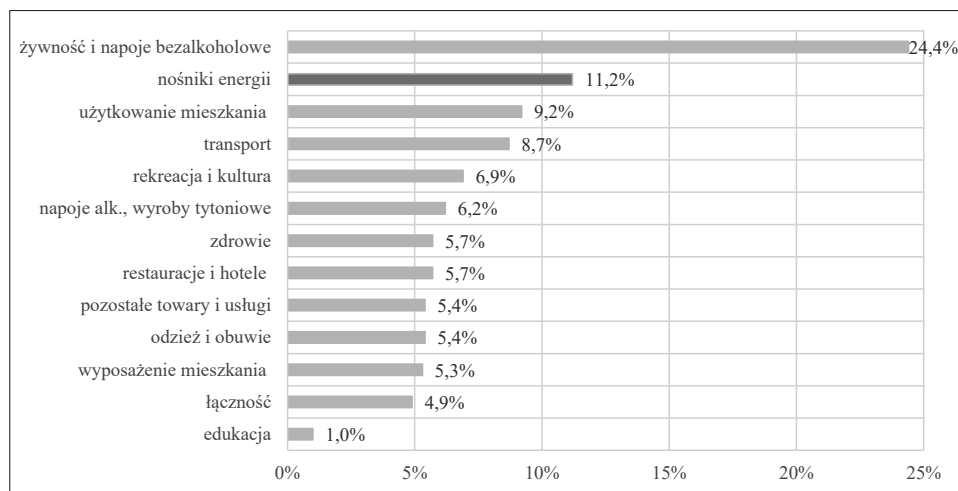
35 J. Szymczak, *Dlaczego drożeje ciepło?*, <https://www.cire.pl> (dostęp: 3.01.2019).

36 M. Noga, *Inflacja a wzrost gospodarczy – ujęcie teoretyczne i zastosowania w polityce makroekonomicznej*, <http://mikroekonomia.net/system> (dostęp: 14.01.2019), s. 65.

37 P. Baranowski, M. Raczek, *Wzrost gospodarczy a inflacja w krajach Unii Europejskiej*, „Wiomości Statystyczne” 2004, nr 6, GUS, Warszawa 2004, s. 70.

założeń dla otoczenia gospodarczego oraz zwiększenie wiarygodności poczynań NBP, co wynika z długoterminowości tej strategii<sup>38</sup>. Oznacza to tym samym, że NBP traktuje wzrost cen towarów i usług konsumpcyjnych powyżej poziomu celu inflacyjnego za czynnik, który może wpłynąć niekorzystnie na wzrost gospodarczy w Polsce<sup>39</sup>. Podejście to jest wyrazem realizacji przez NBP podstawowego celu swojej działalności. Zgodnie z ustawą o NBP<sup>40</sup> jest nim bowiem utrzymanie stabilnego poziomu cen przy jednoczesnym wspieraniu polityki gospodarczej rządu.

Wydatki na energię stanowią drugą pod względem istotności pozycję w strukturze wydatków ogółem gospodarstw domowych. Ich udział w tej strukturze wynosił bowiem w 2018 r. 11,2% i ustępował jedynie wydatkom na żywność i napoje bezalkoholowe, których analogiczny udział wynosił 24,4% (rys. 23). Udziały pozostałych pozycji, wpływających na wartość indeksu CPI, były znacznie rozproszone, przy czym najbardziej istotne z nich dotyczyły użytkowania mieszkania lub domu (udział wydatków przeznaczanych na ten cel wynosił 9,2% wydatków ogółem gospodarstw domowych), transportu (8,7%) oraz rekreacji i kultury (6,9%), natomiast w najmniejszym stopniu do wartości tego indeksu przyczyniły się wydatki na łączność (4,9%) i edukację (1%).



**Rysunek 23.** Struktura przeciętnych wydatków na jedną osobę gospodarstw domowych w Polsce

**Źródło:** opracowanie własne na podstawie: dane GUS, <https://stat.gov.pl> (dostęp: 14.01.2019).

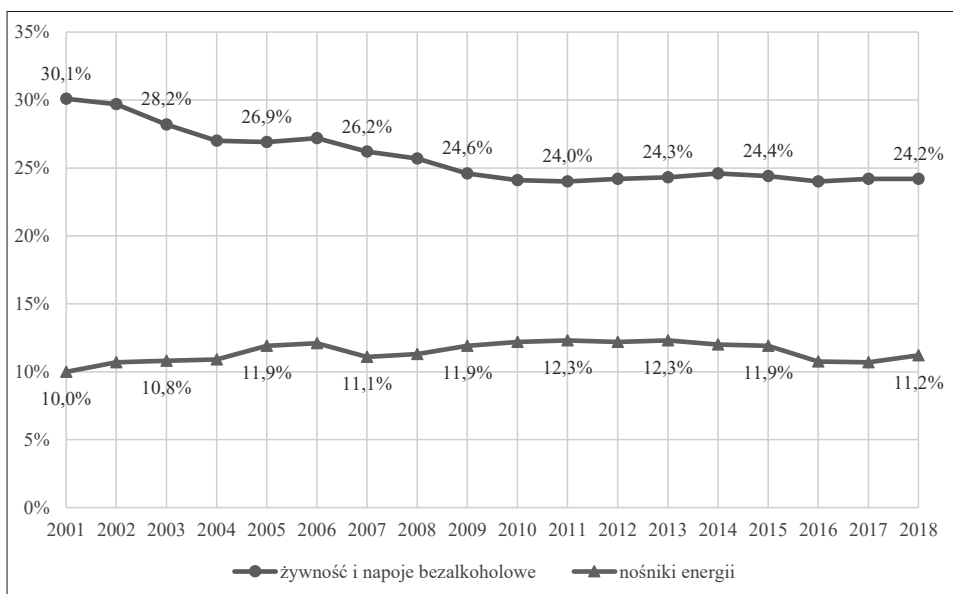
Udziały wydatków na żywność i napoje alkoholowe oraz na nośniki energii w strukturze koszyka CPI stanowiły w 2018 r. łącznie ok. 35,4% wydatków

38 Bezpośredni cel inflacyjny, <https://pl.wikipedia.org> (dostęp: 15.01.2019).

39 Wpływ ten powinien się nasilać zwłaszcza po przekroczeniu przez ten wzrost dopuszczalnego przedziału, wynoszącego 1 p.p.

40 Ustawa z dnia 29 sierpnia 1997 r. o Narodowym Banku Polskim (Dz.U. z 2017 r. poz. 1373 ze zm.).

wchodzących w jego skład<sup>41</sup>. Łączny udział obu tych pozycji w tym koszyku zmniejszył się o 4,7 p.p. w okresie 2001–2018, co wynikało głównie ze spadku znaczenia wydatków na żywność i napoje alkoholowe (rys. 24). W okresie tym udziały tych wydatków w strukturze wydatków ogółem gospodarstw domowych w Polsce zmniejszyły się bowiem o 5,9 p.p., co było efektem ich stabilnego generalnie trendu spadkowego. W przypadku nośników energii taki trend charakteryzował jedynie lata 2013–2018, tj. znacznie krótszy okres. We wcześniejszych latach badanego okresu udziały tych wydatków, w strukturze wydatków ogółem gospodarstw domowych, wykazywały bowiem trend rosnący. W efekcie udział wydatków na nośniki energii w wydatkach ogółem gospodarstw domowych wzrósł w okresie 2001–2018 r. o 1,2 p.p.



**Rysunek 24.** Dynamika udziałów głównych pozycji koszyka CPI

**Źródło:** opracowanie własne na podstawie: *Sytuacja gospodarstw domowych w 2017 r. w świetle wyników badania budżetów gospodarstw domowych*, <https://stat.gov.pl> (dostęp: 14.01.2019), oraz *Metodyka obliczania miar inflacji bazowej publikowanych przez Narodowy Bank Polski*, Departament Analiz Ekonomicznych NBP, Warszawa 2018.

Wobec fundamentalnego charakteru przyczyn wzrostu kosztów wytwarzania energii w Polsce w 2018 r. jeszcze w październiku 2018 r. można było z dużym prawdopodobieństwem przypuszczać<sup>42</sup>, że trudno będzie ograniczyć wpływ rosnących wydat-

41 *Metodyka obliczania miar inflacji bazowej publikowanych przez Narodowy Bank Polski*, Departament Analiz Ekonomicznych NBP, Warszawa 2018, s. 6.

42 Prawdopodobieństwo to stawało się coraz mniejsze wraz z postępującymi pracami rządu nad projektem ustawy o cenach energii elektrycznej, zakładającej wprowadzenie mechanizmu rekompensującego odbiorcom skutki wzrostu cen energii elektrycznej. Ustawa ta została przyjęta przez Sejm dnia 28 grudnia 2018 r.

ków na nośniki energii na poziom indeksu CPI w najbliższych latach. Przypuszczenie to znalazło potwierdzenie w wynikach analiz NBP, opublikowanych w listopadzie 2018 r. i nieuwzględniających rozwiązań wprowadzonych ustawą o cenach energii elektrycznej. Wyniki te wskazują bowiem na wyraźny wpływ wzrostu krajowych cen energii na prognozowany w okresie 2019–2020 wskaźnik inflacji CPI w Polsce.

Narodowy Bank Polski oszacował, że wartość wskaźnika CPI ukształtuje się na poziomie 3,2% w 2019 r. oraz 2,9% w 2020 r., tj. powyżej celu inflacyjnego, co oznacza wzrost inflacji o odpowiednio 1,4 p.p. i 1,1 p.p. względem 2018 r. (rys. 25). Uznano bowiem, że od 2019 r. rosnące ceny hurtowe energii elektrycznej będą się stopniowo przekładać na podwyżki rachunków dla gospodarstw domowych. Założono, że rachunki te zwiększą także rosnące koszty zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz wsparcia OZE. W projekcji założono, że podobnie jak to miało miejsce w przeszłości, Prezes URE rozłoży wzrost cen energii elektrycznej dla gospodarstw domowych na kilka lat<sup>43</sup>. Do szacowania wartości wskaźnika CPI przyjęto, że w 2019 r. i 2020 r. ceny te wzrosną o odpowiednio 7,2%<sup>44</sup> oraz o 3,6% w stosunku do 2018 r., co oznacza, że założono malejącą dynamikę ich wzrostu<sup>45</sup>.

Ceny energii były także istotnym czynnikiem wpływającym na wskaźnik inflacji CPI w Polsce we wcześniejszych latach analizowanego okresu. W istotny sposób przyczyniły się one bowiem do dużych wahań wartości tego wskaźnika w okresie 2011–2016. Co więcej, wartości te nie mieściły się w paśmie dopuszczalnej ich zmienności wokół celu inflacyjnego NBP. W okresie 2011–2012 inflacja CPI przekroczyła bowiem poziom 4%, zaś w latach 2015–2016 była ujemna, co wskazywało na występowanie deflacji.

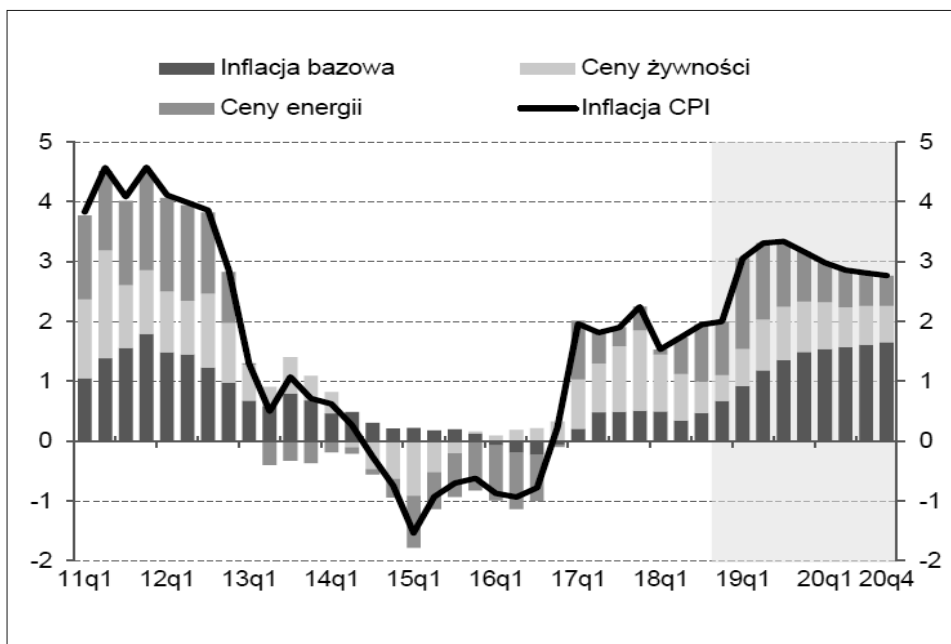
Wartość wskaźnika inflacji CPI kształtowana jest także przez inflację bazową (tj. inflację po wyłączeniu cen żywności i energii), której poziom, według prognoz NBP, wyniósłby 2,1% i 2,7%, odpowiednio w latach 2019–2020, a także przez ceny żywności. Prognozy NBP zakładają, że w horyzoncie prognozy ceny żywności będą się kształtować poniżej ich poziomu z 2017 r., zmniejszając tym samym dynamikę wzrostu inflacji CPI. Przyjęto, że spadek tych cen będzie spowodowany wygaśnięciem niekorzystnych warunków podażowych i ograniczeniem niedoborów na rynkach niektórych surowców i produktów rolnych, które przyczyniły się w 2017 r. do wzrostu cen owoców, warzyw, mięsa i nabiału<sup>46</sup>.

43 *Raport o inflacji*, Departament Analiz Ekonomicznych NBP, Warszawa 2018, s. 68.

44 Wzrost cen energii elektrycznej o 10% powoduje wzrost wartości wskaźnika CPI o średnio 0,4 p.p.

45 *Projekcja inflacji i wzrostu gospodarczego Narodowego Banku Polskiego na podstawie modelu NECMOD*, Departament Analiz Ekonomicznych NBP, Warszawa 2018, s. 34.

46 *Raport o inflacji*, Departament Analiz Ekonomicznych NBP, Warszawa, 2018, s. 69.

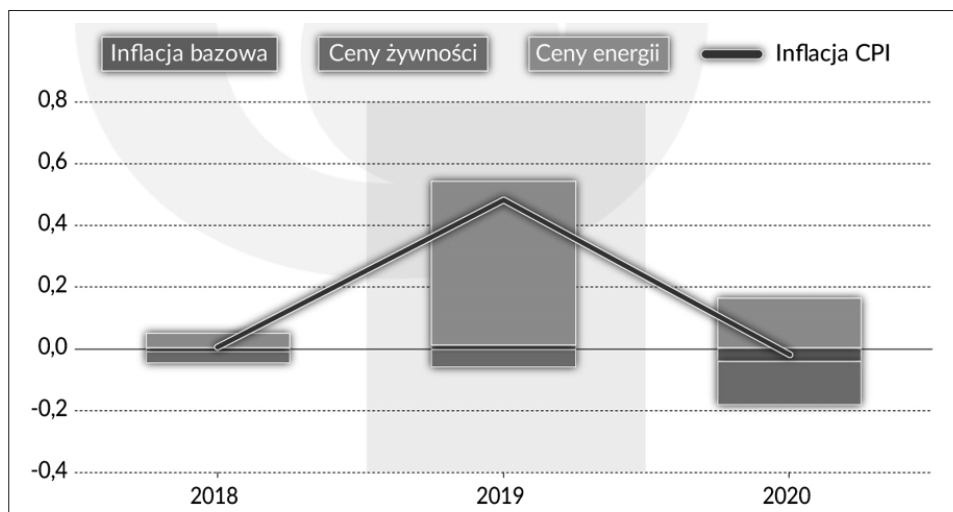


**Rysunek 25.** Wskaźnik inflacji CPI w Polsce w latach 2011–2018 i jego prognoza na okres 2019–2020

**Źródło:** *Projekcja inflacji i wzrostu gospodarczego Narodowego Banku Polskiego na podstawie: modelu NECMOD, Departament Analiz Ekonomicznych NBP, Warszawa 2018, s. 34.*

O istotnym wpływie cen energii na wskaźnik inflacji CPI w Polsce świadczą wyniki dekompozycji zmian prognoz jego wartości. Rosnąca, zwłaszcza w III kwartale 2018 r., dynamika wzrostu hurtowych cen energii elektrycznej skłoniła bowiem NBP do podniesienia, w listopadzie 2018 r., prognozowanej wartości tego wskaźnika dla 2019 r. do poziomu 3,2%, tj. o 0,5 p.p. wyższego, niż wynikał z prognozy opublikowanej w lipcu 2018 r.<sup>47</sup> Poziom ten jest generalnie wynikiem wzrostu cen energii elektrycznej (rys. 26). Także w 2020 r. ceny te miały oddziaływać na wzrost poziomu wskaźnika inflacji CPI. Mimo to w prognozie listopadowej poziomu tego nie zmieniono, kierując się znacznie słabszym stopniem oddziaływania tych cen oraz możliwością całkowitego skompensowania jego efektów w wyniku spadku cen żywności i poziomu inflacji bazowej.

<sup>47</sup> W okresie poprzedzającym moment opublikowania tej prognozy dynamika wzrostu hurtowych cen energii elektrycznej nie była jeszcze tak wyraźna.



**Rysunek 26.** Dekompozycja zmiany projekcji inflacji CPI w Polsce między rundą listopadową i lipcową

**Źródło:** M. Pielach, *Inflacja wzrośnie, decydujące będą ceny energii*, <https://www.obserwatorfinansowy.pl> (dostęp: 13.11.2018).

Wzrost hurtowych cen energii elektrycznej w Polsce, poza wpływem na wysokość taryf dla gospodarstw domowych, zwiększy również koszty działalności przedsiębiorstw, co przełoży się na wzrost cen finalnych towarów i usług. Proces ten może być jednak rozłożony w czasie ze względu na długookresowy generalnie charakter umów na dostawy energii elektrycznej podpisywanych przez przedsiębiorstwa. Z kolei skala wzrostu tych cen będzie zależać od odporności przedsiębiorstw na ewentualne zmiany kosztów surowców<sup>48</sup>. Skala ta może zostać ograniczona przez silną konkurencję wśród przedsiębiorstw, a także oczekiwane spowolnienie dynamiki PKB<sup>49</sup>. Dlatego też można sądzić, że wzrost hurtowych cen energii elektrycznej najprawdopodobniej nie przełoży się wyraźnie na dostosowanie cen produkcji sprzedanej, a tym samym na trwały wzrost inflacji<sup>50</sup>.

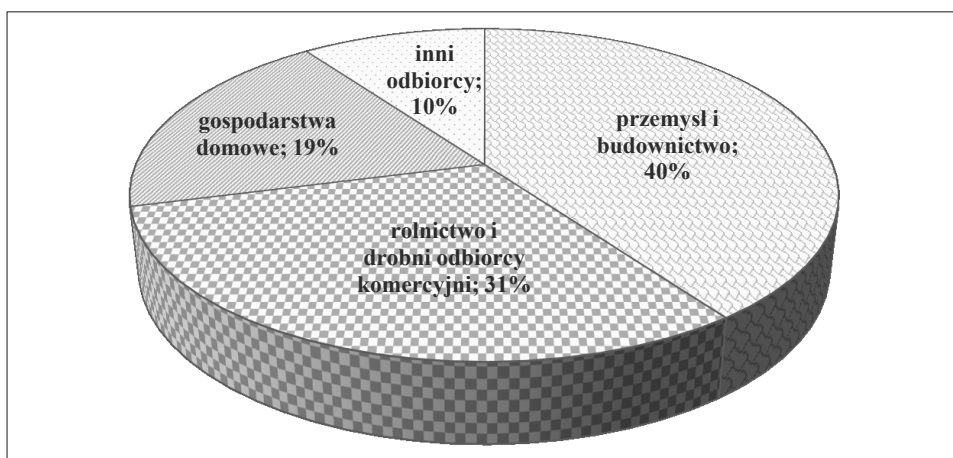
48 RPP: *Inflacja może przekroczyć 2,5% r/r w 2019 r. przez ceny energii*, <http://wyborcza.biz> (dostęp: 22.11.2018).

49 Narodowy Bank Polski prognozuje, że dynamika wzrostu PKB naszego kraju wyniesie 3,6% w 2019 r. i 3,4% w 2020 r., co oznacza jej spadek w stosunku do 2018 r. o odpowiednio 1,2 p.p. i 1,4 p.p. Ma się do niego przyczynić stopniowe spowolnienie w otoczeniu polskiej gospodarki, zwłaszcza w strefie euro, oraz bariery podażowe w polskiej gospodarce, głównie na rynku pracy.

50 *Szybki monitoring NBP. Analiza sytuacji sektora przedsiębiorstw*, NBP, 10/2018, s. 14.

## 2.4. Ryzyko spowolnienia gospodarczego

Wśród ok. 17 mln odbiorców energii elektrycznej w Polsce jest ok. 14,5 mln gospodarstw domowych, które są zaliczane do grupy taryfowej G. Pozostała ich część, licząca 2,5 mln, obejmuje głównie odbiorców przemysłowych i biznesowych, przyporządkowanych do grup taryfowych A, B i C<sup>51</sup>. Istotne przy tym jest to, że odbiorcy ci zużywają łącznie ponad 70% wolumenu energii elektrycznej w Polsce (okrojonego o zużycie własne elektrowni i elektrociepłowni), zaś gospodarstwa domowe ok. 19% tego wolumenu (rys. 27). Zatem przeważająca jego część jest nabywana na wolnym rynku, głównie przez TGE. Stąd też ceny energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych i biznesowych nie są regulowane przez Prezesa URE, a ich wysokość ustalana jest przez ten rynek<sup>52</sup>.



**Rysunek 27.** Sektorowa struktura zużycia energii elektrycznej w Polsce

**Źródło:** opracowanie własne na podstawie: *Technologie pomagają zbić wysokie rachunki za prąd*, <https://www.polska2041.pl> (dostęp: 8.01.2019), oraz <http://www.elektrykon.pl> (dostęp: 14.01.2019).

Znaczny wzrost cen hurtowych energii elektrycznej zwiększa skalę obciążenia gospodarki, w której odbiorcy przemysłowi i biznesowi są głównymi podmiotami generującymi wartość dodaną brutto (WDB). Rosnące koszty energii elektrycznej, której dostawy warunkują procesy produkcyjne i tworzenia usług, przez ograniczenie konkurencyjności tych odbiorców, prowadzącej do spadku WDB, mogą się bowiem stać przyczyną spowolnienia gospodarczego. Istotną jego przyczyną może być pogorszenie się konkurencyjności polskiego przemysłu w stosunku do

51 Zob. pkt 1.1.

52 J. Kurella, *Najważniejsze pytanie w energetyce – ile Polacy zapłacą za prąd w 2019 roku*, Instytut Staszica, <https://www.energetyka24.com> (dostęp: 3.01.2019).

konkurentów z państw sąsiednich. W lipcu 2018 r. w Polsce cena energii elektrycznej dla odbiorcy przemysłowego wynosiła bowiem 69 euro/MWh, podczas gdy w Czechach 57 euro/MWh, a w Niemczech (po uwzględnieniu rekompensat) tylko 38 euro/MWh. Szacuje się, że łączny koszt energii elektrycznej zużytej przez gospodarkę naszego kraju może w 2019 r. wynieść 49.200 mln zł oraz 55.600 mln zł w 2020 r., co oznacza wzrost odpowiednio o 46,9% i 65,9% w stosunku do 2016 r.<sup>53</sup>

Na wzrost popytu na energię elektryczną przez odbiorców przemysłowych wpływa zwłaszcza rosnąca skala aktywności gospodarczej. Rośnie również rola energii elektrycznej w zużyciu finalnym energii przez przemysł, co dzieje się kosztem paliw oraz ciepła sieciowego. Głównym powodem tego zjawiska jest postępująca elektryfikacja procesów produkcyjnych, spowodowana rosnącym stopniem mechanizacji procesów produkcyjnych oraz zmianą struktury przemysłu w kierunku branż wymagających szerszego stosowania silników elektrycznych i chłodzenia hal produkcyjnych niż wykorzystania ciepła i pary przemysłowej.

Zasadniczym czynnikiem hamującym wzrost popytu na energię elektryczną przez przemysł jest poprawa efektywności energetycznej, co oznacza spadek ilości energii niezbędnej do wytworzenia jednostki wartości dodanej<sup>54</sup>. Poprawa ta wynika zarówno ze zmian o charakterze technicznym (np. z wymiany silników elektrycznych na sprawniejsze), jak i ekonomicznym (np. ze wzrostu wartości produkcji ze względu na silniejszą markę czy lepsze dopasowanie do potrzeb rynku). Zapotrzebowanie przemysłu na energię elektryczną zmniejsza także zmiana struktury przemysłu w kierunku mniej elektrochłonnych typów działalności. Efekt wywołany przez tę zmianę jest jednak znacznie słabszy od skutków powodowanych przez poprawę efektywności energetycznej<sup>55</sup>.

W 2017 r. wartość dodana brutto gospodarki Polski wyniosła 1.746.459 mln zł, z czego 1.000.450 mln zł, tj. największą jej część, wynoszącą 57,3%, wygenerowały usługi i handel. Po uwzględnieniu WDB w wysokości 399.470 mln zł, wygenerowanej przez przemysł, część ta wzrasta do 80,2%<sup>56</sup> (rys. 28). Źródłem pozostałej części WDB gospodarki naszego kraju było budownictwo, transport, rolnictwo, górnictwo i sektor usług komunalnych. W okresie 2010–2017 WDB zwiększyła się o 37%, a dynamika jej wzrostu, w posiadających największe udziały w jej tworzeniu usługach i handlu oraz przemyśle, wyniosła odpowiednio 34% i 50%. Najwyższą dynamikę tego wzrostu, wynoszącą 72%, odnotowano w transporcie,

53 Ch. Schnell, M. Roszkowski, *Trwały wzrost cen energii zmieni dopiero modyfikacja polskiego miks energetycznego. Czy stać nas na marnowanie czasu?*, Instytut Jagielloński, <http://jagiellonski.pl> (dostęp: 8.10.2018), s. 8.

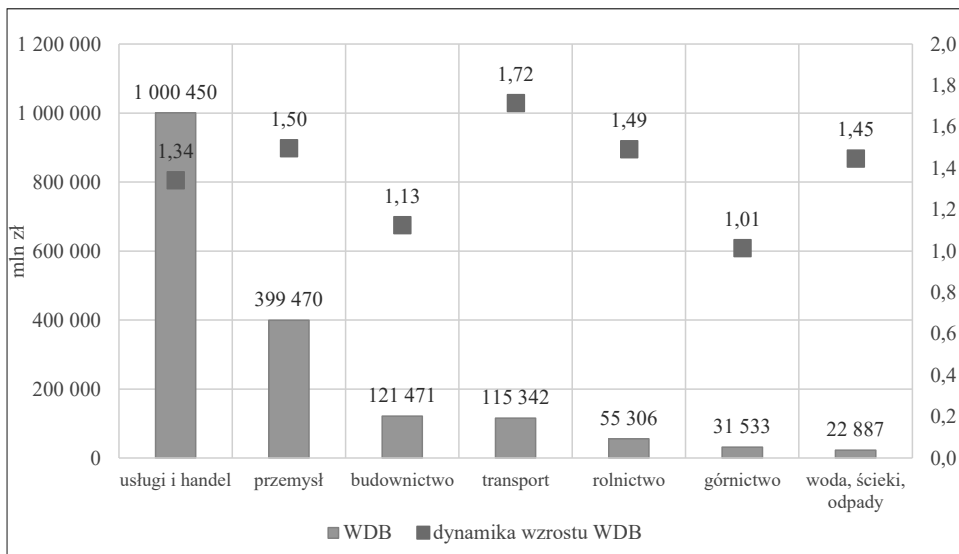
54 Poprawę efektywności energetycznej można traktować jako sam w sobie potencjalny efekt wzrostu cen energii elektrycznej. Ze względu na strategiczny generalnie charakter działań służących tej poprawie potraktowano ją jako istotny element transformacji sektora elektroenergetycznego w Polsce (zob. pkt 3.4).

55 M. Bukowski, A. Sniegocki, *Energia elektryczna a konkurencyjność przemysłu*, Forum Analiz Ekonomicznych, <http://www.fae.org.pl> (dostęp: 17.02.2019), Warszawa, listopad 2014, s. 10.

56 Biuletyn Statystyczny, GUS, Warszawa, grudzień 2018, s. 35.



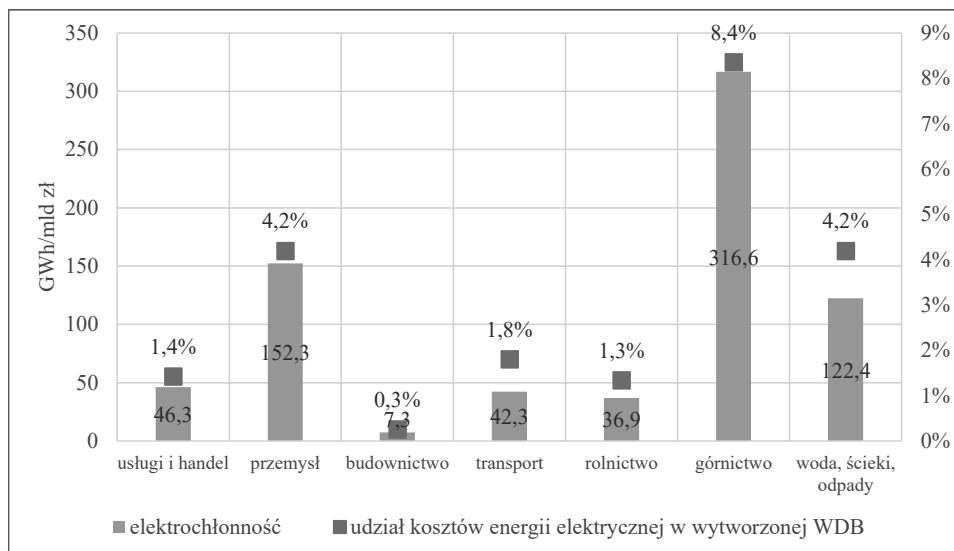
którego udział w generowaniu WDB w 2017 r. wyniósł 6,6%. Stosunkowo wysoka dynamika wzrostu, tj. 49% i 45%, cechowała odpowiednio rolnictwo i sektor usług komunalnych. Najniższa była dynamika wzrostu WDB generowanej przez procesy produkcyjne i usługowe przebiegające w budownictwie i górnictwie.



**Rysunek 28.** Sektorowa struktura wartości dodanej brutto gospodarki Polski

**Źródło:** opracowanie własne na podstawie: Biuletyn Statystyczny, GUS, Warszawa grudzień 2018.

Głównymi determinantami wrażliwości gospodarki na wzrost hurtowych cen energii elektrycznej jest jej elektrochłonność oraz dynamika jej zmian. W 2016 r. gospodarka Polski do wytworzenia WDB o wysokości 1 mld zł potrzebowała średnio 71 GWh energii elektrycznej, której koszt wyniósł 33.507 mln zł, tj. 2,1% WDB. Usługi i handel, które w największym stopniu przyczyniły się do wytworzenia WDB ogółem gospodarki Polski, cechował stosunkowo niski poziom elektrochłonności. Do wytworzenia WDB w wysokości 1 mld zł wymagały one bowiem zużycia 46,3 GWh energii elektrycznej, której koszt stanowił 1,4% WDB (rys. 29). Znacznie powyżej średniej krajowej kształtowały się średnie wartości analogicznych parametrów, dotyczących przemysłu, tj. drugiego, pod względem istotności dla tworzenia WDB ogółem, sektora gospodarki Polski. Wynosiły one bowiem odpowiednio 152,3 GWh oraz 4,3%. Wśród pozostałych sektorów gospodarki Polski bardzo wysoka była (i jednocześnie najwyższa w ujęciu bezwzględny) elektrochłonność górnictwa, które zużywało aż 316,6 GWh energii elektrycznej w celu wytworzenia WDB w wysokości 1 mld zł. Koszty tej energii stanowiły jednocześnie 8,4% wytworzonej przez górnictwo WDB. Sektorem gospodarki, który wartości wskaźników elektrochłonności plasował powyżej średniego jej poziomu dla gospodarki Polski, był sektor komunalny. Z kolei miejsca znacznie poniżej tego poziomu zajmowały transport, rolnictwo i budownictwo.

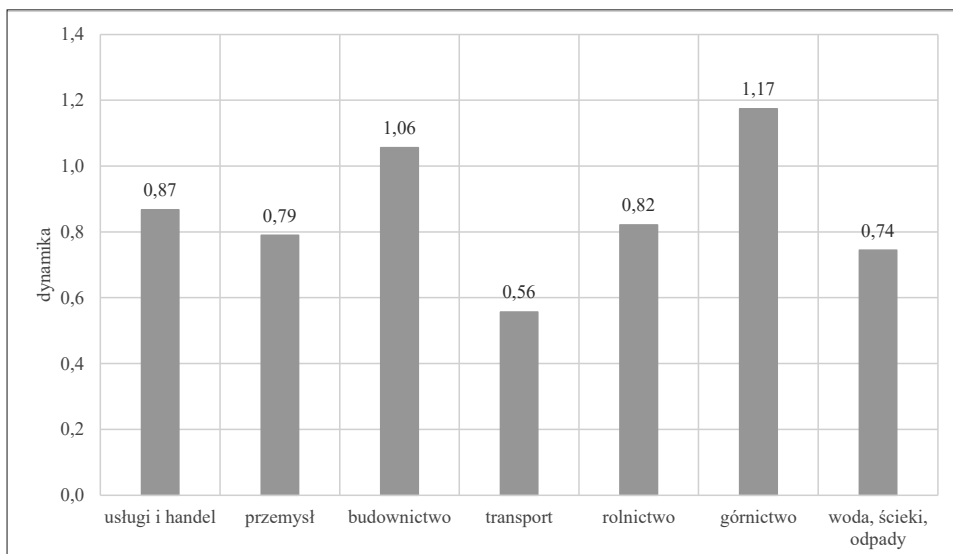


**Rysunek 29.** Elektrochłonność wytwarzania wartości dodanej brutto przez sektory gospodarki Polski

**Źródło:** opracowanie własne na podstawie: K. Moskwik, K. Krupa, *Czas przebrojenia? O wpływie cen energii elektrycznej oraz elektrochłonności na sektory i branże polskiej gospodarki*, Instytut Jagielloński, <http://jagiellonski.pl> (dostęp: 17.10.2018), s. 6.

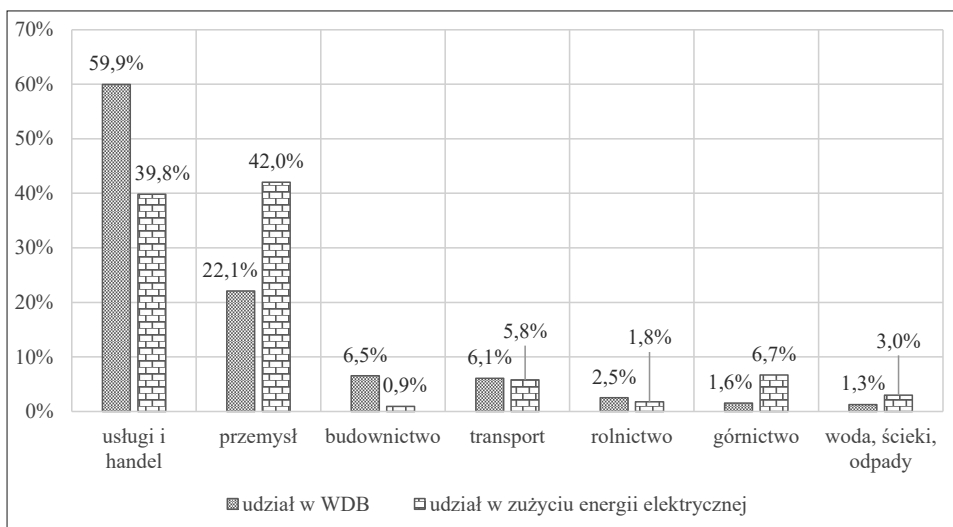
W okresie 2010–2017 dynamika elektrochłonności WDB gospodarki Polski wyniosła 0,85, co oznacza spadek jej poziomu o 15%. Poziom ten zmniejszył się bardziej w przemyśle niż w usługach i handlu. W przemyśle elektrochłonność WDB spadła bowiem o 21%, podczas gdy w usługach i handlu o 13% (rys. 30). Wzrostową tendencję elektrochłonność WDB wykazywała w górnictwie i budownictwie, co może się przełożyć na wzrost kosztów zużywanej przez te sektory gospodarki energii elektrycznej. Elektrochłonność wytwarzanej przez te sektory WDB zwiększyła się bowiem odpowiednio o 17% i 6%. Mniej elektrochłonne stały się procesy wytwarzania WDB w gospodarce komunalnej, rolnictwie i transporcie. W tym ostatnim sektorze gospodarki elektrochłonność WDB zmniejszyła o 44%, co oznaczało największy spadek wśród poddanych analizie sektorów gospodarki Polski.

Wnioski wynikające z porównania udziałów poszczególnych sektorów gospodarki Polski w tworzeniu WDB ogółem z ich udziałami w zużyciu energii elektrycznej ogółem wskazują, że największe możliwości poprawy elektrochłonności nadal tkwią w przemyśle. Jego udział w zużyciu energii elektrycznej ogółem wynosi bowiem 42% i jest prawie dwukrotnie wyższy niż udział przemysłu w wytwarzaniu WDB ogółem (rys. 31). Znacznie korzystniejsza jest relacja między tymi udziałami w przypadku usług i handlu. Tworzą one bowiem prawie 60% WDB gospodarki Polski, zaś tylko w niespełna 40% uczestniczą w strukturze zużycia energii elektrycznej potrzebnej do wygenerowania WDB. Korzystna relacja tych udziałów cechuje także budownictwo, transport i rolnictwo, zaś niekorzystna – górnictwo i gospodarkę komunalną.



**Rysunek 30.** Dynamika elektrochłonności wartości dodanej brutto wytwarzanej przez sektory gospodarki Polski

**Źródło:** opracowanie własne na podstawie: K. Moskwik, K. Krupa, *Czas przebrojenia? O wpływie cen energii elektrycznej oraz elektrochłonności na sektory i branże polskiej gospodarki*, Instytut Jagielloński, <http://jagiellonski.pl> (dostęp: 17.10.2018), s. 8, oraz dane GUS.



**Rysunek 31.** Udział sektorów gospodarki w wartości dodanej brutto i zużyciu energii elektrycznej, potrzebnej do jej wytworzenia, w Polsce

**Źródło:** opracowanie własne na podstawie: K. Moskwik, K. Krupa, *Czas przebrojenia? O wpływie cen energii elektrycznej oraz elektrochłonności na sektory i branże polskiej gospodarki*, Instytut Jagielloński, <http://jagiellonski.pl> (dostęp: 17.10.2018), oraz dane GUS.

Wydaje się że właśnie górnictwo, gospodarka komunalna oraz część branż sektora przemysłowego (np. hutnictwo) mogą w największym stopniu odczuć wzrost cen energii elektrycznej i stać się przyczyną spadku WDB gospodarki Polski. Sektory i branże te narażone są w szczególny sposób na ten wzrost nie tylko ze względu na wysoką elektrochłonność, ale także ich stosunkowo niską rentowność, która wynika z uwarunkowań strukturalnych (np. górnictwo) lub znacznej ekspozycji na konkurencję międzynarodową (np. hutnictwo)<sup>57</sup>.

Prezentowana wcześniej pozycja przemysłu, dotycząca jego udziału w wytwarzaniu wartości dodanej brutto gospodarki Polski (rys. 28), elektrochłonności wytwarzania tej wartości oraz kosztów energii elektrycznej potrzebnej do jej wytworzenia (rys. 29) miała charakter uśredniony. Wyznaczona została bowiem z uwzględnieniem ponad 20 branż przemysłowych, które w różnym stopniu się do niej przyczyniły. Pozycja ta wskazuje na wielkość potencjalnego wpływu, jaki na spowolnienie koniunktury gospodarczej w Polsce mogą wywrzeć rosnące koszty energii elektrycznej w przemyśle. W tabeli 4 zaprezentowano wkład głównych branż przemysłowych w kreowanie tego wpływu.

W 2016 r. w największym stopniu do wartości dodanej brutto wytworzonej przez polski przemysł przyczyniła się produkcja żywności oraz produkcja wyrobów metalowych, których udziały przekroczyły 10% tej wartości (tab. 4). Na wzrost cen energii elektrycznej najbardziej podatna była WDB wytwarzana przez hutnictwo, przemysł chemiczny oraz przemysł celulozowo-papierniczy. Koszty energii elektrycznej zużywanej przez każdą z tych branż przekraczały bowiem 10% wytwarzanych przez nie WDB. Te branże przemysłowe należą do najbardziej elektrochłonnych. Na przykład w hutnictwie koszty te sięgnęły aż 19,4% wytworzonej WDB, a przyczyniła się do tego wysoka jego elektrochłonność, wynosząca 834 GWh/mln zł. Wymienione trzy branże przemysłowe pochłonęły w 2016 r. łącznie 34,4% energii elektrycznej zużytej przez przemysł, tworząc przy tym tylko 11,6% WDB tego sektora gospodarki (rys. 32).

Przemysł szklarski i cementowy, procesy produkcji koksu i paliw oraz wyrobów z drewna były łącznie odpowiedzialne za 21,4% zużytej przez przemysł energii elektrycznej, wytwarzając przy tym 12,9% WDB tego sektora gospodarki. Jednocześnie w każdej z tych branż poziom kosztów energii elektrycznej zawierał się w przedziale 5–10% wytworzonej przez nich WDB.

Wartość dodaną brutto wytworzoną przez przemysł gumowy i tworzyw sztucznych oraz procesy wytwórcze żywności i napojów cechował udział kosztów energii elektrycznej mieszczący się w przedziale 3–5% ich WDB. Łącznie branże te konsumowały 21,2% energii elektrycznej zużytej przez przemysł, generując jednocześnie 22,9% WDB tego sektora gospodarki.

57 M. Bukowski, A. Śniegocki, *Energia elektryczna...*, s. 13.

**Tabela 4.** Wartość dodana brutto gospodarki Polski generowana przez główne branże przemysłowe

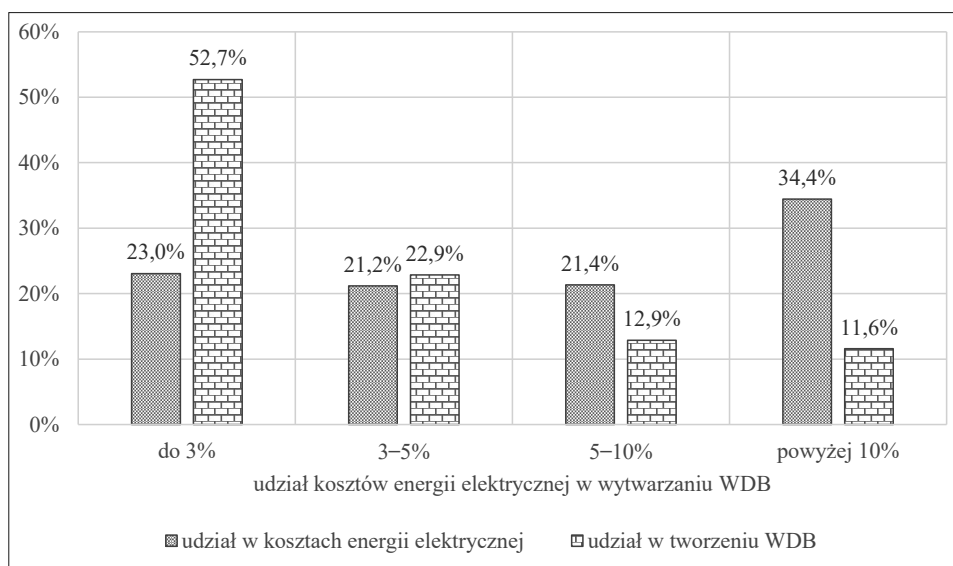
Branże przemysłu	Wartość dodana brutto		Koszty energii elektrycznej		Udział kosztów energii w WDB	Elektro-chłonność WDB
	mln zł	%	mln zł	%	%	GWh/mln zł
Hutnictwo	10 100	3.01%	1 959	13.91%	<b>19.40%</b>	834
Żywność	44 500	13.24%	1 733	12.30%	3.89%	128
Wyroby chemiczne	17 500	5.21%	1 758	12.48%	<b>10.05%</b>	417
Szkło, cement, ceramika	19 100	5.68%	1 419	10.08%	7.43%	271
Papier, wyroby z papieru	11 300	3.36%	1 132	8.04%	<b>10.02%</b>	379
Produkcja gumy i tworzyw	26 000	7.74%	1 046	7.43%	4.02%	139
Samochody, przyczepy	29 300	8.72%	704	5.00%	2.40%	79
Wyroby z drewna	12 000	3.57%	689	4.89%	5.74%	203
Wyroby metalowe	38 700	11.52%	631	4.48%	1.63%	51
Koks, paliwa oleje	12 100	3.60%	899	6.38%	7.43%	287
Urządzenia elektryczne	13 700	4.08%	353	2.51%	2.58%	82
Maszyny i urządzenia	14 900	4.43%	388	2.75%	2.60%	77
Meble	14 300	4.26%	312	2.22%	2.18%	70
Napoje	6 300	1.88%	203	1.44%	3.22%	102
Pozostały sprzęt transport.	6 900	2.05%	131	0.93%	1.90%	57
Tekstylia	4 800	1.43%	137	0.97%	2.85%	90
Komputery, elektronika	7 100	2.11%	119	0.84%	1.68%	49
Poligrafia	6 400	1.90%	103	0.73%	1.61%	55
Farmaceutyki	5 900	1.76%	96	0.68%	1.63%	53
Naprawy maszyn	17 600	5.24%	87	0.62%	0.49%	14
Wyroby tytoniowe	5 700	1.70%	56	0.40%	0.98%	32
Odzież	4 600	1.37%	39	0.28%	0.85%	23

Wyroby skórzanе	1 600	0.48%	24	0.17%	1.50%	43
Pozostałe wyroby	5 600	1.67%	66	0.47%	1.18%	35
Razem	336 000	100.00%	14 084	100.00%	4.19%	

**Źródło:** opracowanie własne na podstawie: K. Moskwik, K. Krupa, *Czas przeobrażenia? O wpływie cen energii elektrycznej oraz elektrochłonności na sektory i branże polskiej gospodarki*, Instytut Jagielloński, <http://jagiellonski.pl> (dostęp: 17.10.2018).

Pozostałe poddane analizie branże przemysłowe należały do najmniej elektrochłonnych. Wytworzyły one bowiem łącznie 52,7% WDB przemysłu, zużywając przy tym 23,1% energii elektrycznej skonsumowanej w tym sektorze gospodarki. Każda z tych branż, a w szczególności procesy naprawy maszyn, produkcji odzieży i tytoniu, potrzebowała energii elektrycznej o wartości nieprzekraczającej 3% wytworzonej przez nią WDB. Najbardziej elektrochłonna, wśród tej grupy branż przemysłowych, produkcja tekstyliów potrzebowała tylko 90 GWh energii elektrycznej na wytworzenie 1 mld zł WDB (rys. 32).

Hutnictwo, produkcja żywności, przemysł chemiczny, szklarski i cementowy, celulozowo-papierniczy oraz gumowy i tworzyw sztucznych zużywały łącznie niemal 2/3 energii elektrycznej konsumowanej przez polski przemysł. Jednocześnie w każdej z trzech pierwszych branż koszt energii elektrycznej przekraczał 12% wytworzonej przez nie WDB.



**Rysunek 32.** Udział kosztów energii elektrycznej w wytwarzaniu wartości dodanej brutto głównych branż przemysłowych Polski

**Źródło:** opracowanie własne na podstawie: K. Moskwik, K. Krupa, *Czas przeobrażenia? O wpływie cen energii elektrycznej oraz elektrochłonności na sektory i branże polskiej gospodarki*, Instytut Jagielloński, <http://jagiellonski.pl> (dostęp: 17.10.2018).

Jednak to właśnie najwięksi konsumenci energii elektrycznej, tj. duże i energochłonne zakłady przemysłowe, mogą liczyć na znacznie niższe jej ceny niż małe przedsiębiorstwa. Ceny te wynikają z niższych kosztów przesyłu i transformacji energii oraz większej siły przetargowej tych zakładów. W wielu przypadkach mogą oni liczyć na indywidualne oferty sprzedaży energii elektrycznej. Często też ogłaszają przetargi lub aukcje na zakup tej energii. Klienci korzystający z taryfy A kupują najczęściej energię elektryczną od największych firm energetycznych, gdyż te mniejsze nie są generalnie w stanie sprostać ich wysokim wymaganiom w zakresie bezpieczeństwa dostaw tej energii<sup>58</sup>. Niższe ceny energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych mogą być także rezultatem krajowych regulacji, ograniczających wrażliwość energochłonnych branż przemysłu na koszty energii elektrycznej.

Mimo iż dla wielu przedsiębiorstw w Polsce ceny energii elektrycznej nie są obecnie najistotniejszą determinantą ich konkurencyjności kosztowej<sup>59</sup>, coraz więcej z nich postrzega ich wzrost za jedno z największych jej zagrożeń. W III kwartale 2018 r. skumulowany wynik na sprzedaży polskich przedsiębiorstw obniżył się o 1,6% r/r, co było spowodowane wzrostem ich kosztów operacyjnych o 8,8% r/r, który o 0,5 p.p. przewyższył wzrost przychodów ze sprzedaży<sup>60</sup> (rys. 33). Wśród tych kosztów zdecydowanie najwyższą była dynamika kosztów energii, która wyniosła 12,1% r/r.<sup>61</sup> Wobec niepokojących tendencji cenowych na hurtowym rynku energii elektrycznej w Polsce w III kwartale 2018 r. znacznie zwiększył się odsetek przedsiębiorstw postrzegających wzrost kosztów zakupu tej energii za główną barierę swojego rozwoju. Odsetek ten ustępuje wprawdzie liczbie wskazań kosztów surowców, braku kadr oraz niejasnych i niestabilnych przepisów podatkowych, ale dynamika jego wzrostu wynika z najbardziej aktualnych przesłanek, związanych z dynamicznym wzrostem cen energii elektrycznej w kontraktach giełdowych we wrześniu 2018 r.

Reakcje przedsiębiorstw wskazują, że wzrost kosztów zakupu energii elektrycznej może się stać istotnym czynnikiem inflacyjnym. W I kwartale 2019 r. tylko 26% ankietowanych przez NBP przedsiębiorstw nie brało pod uwagę wzrostu cen swoich produktów, towarów i usług, podczas gdy jeszcze w II kwartale 2018 r. odsetek ten wynosił 54% (rys. 34). Do wyższych prognoz cen produktów, towarów i usług polskich przedsiębiorstw przyczyniły się przede wszystkim obawy o istotny wzrost cen energii elektrycznej<sup>62</sup>. W grudniu 2018 r. ponad 40% badanych

58 Dla odbiorców z grupy taryfowej A kwestia zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii jest sprawą kluczową, dlatego nie mogą sobie pozwolić na ryzyko wyboru sprzedawcy, który nie będzie mógł sprostać ich oczekiwaniom.

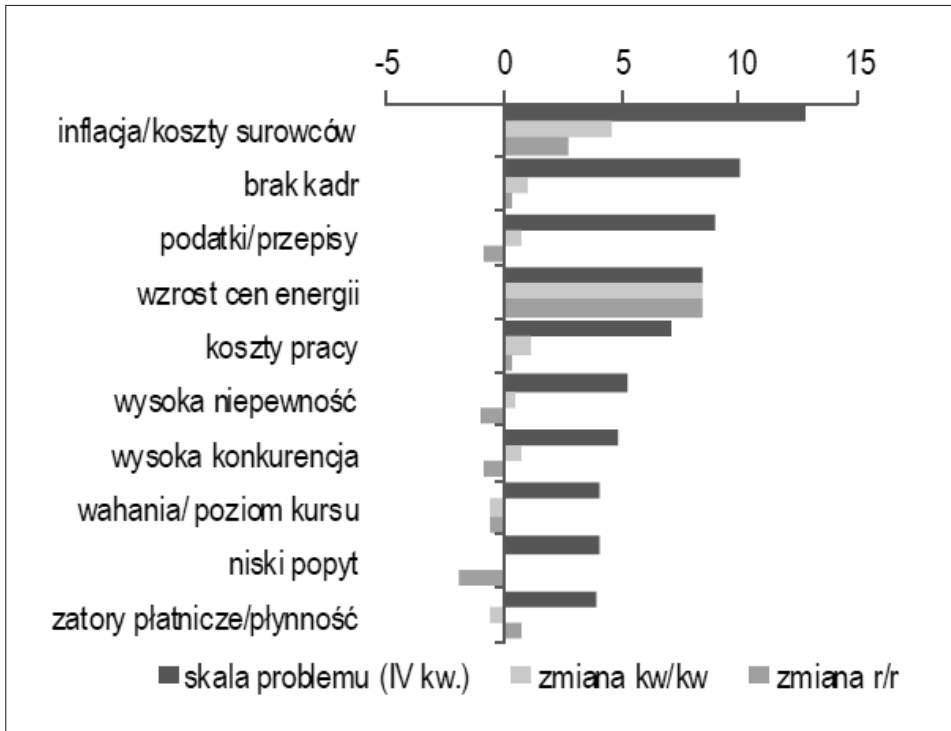
59 Znacznie większe znaczenie mają np. koszty pracy. W przypadku energii elektrycznej o wiele istotniejsza jest jakość i niezawodność jej dostaw.

60 *Szybki monitoring NBP. Analiza sytuacji sektora przedsiębiorstw*, NBP, 1/2019, s. 8.

61 Wysoka była także dynamika kosztów zakupów towarów (9,8% r/r), usług obcych (9,3% r/r) i kosztów pracy (9,0% r/r). Poniżej dynamiki przychodów ze sprzedaży znalazła się m.in. dynamika kosztów surowców i materiałów, która wyniosła 7,9% r/r, a w przypadku przedsiębiorstw przemysłowych 6,2% r/r.

62 *Szybki monitoring NBP. Analiza sytuacji sektora przedsiębiorstw*, NBP, 1/2019, s. 35.

przedsiębiorstw uznało ceny surowców i właśnie energii (w tym 22% wskazań dotyczyło energii) za podstawowy czynnik mogący spowodować wzrost cen swojej sprzedaży<sup>63</sup>. Jeszcze w II kwartale na istotę tego czynnika wskazywało tylko niespełna 20% przedsiębiorstw. Tylko nieznacznie wzrosło znaczenie kosztów pracy jako czynnika prowadzącego do wzrostu cen sprzedaży.

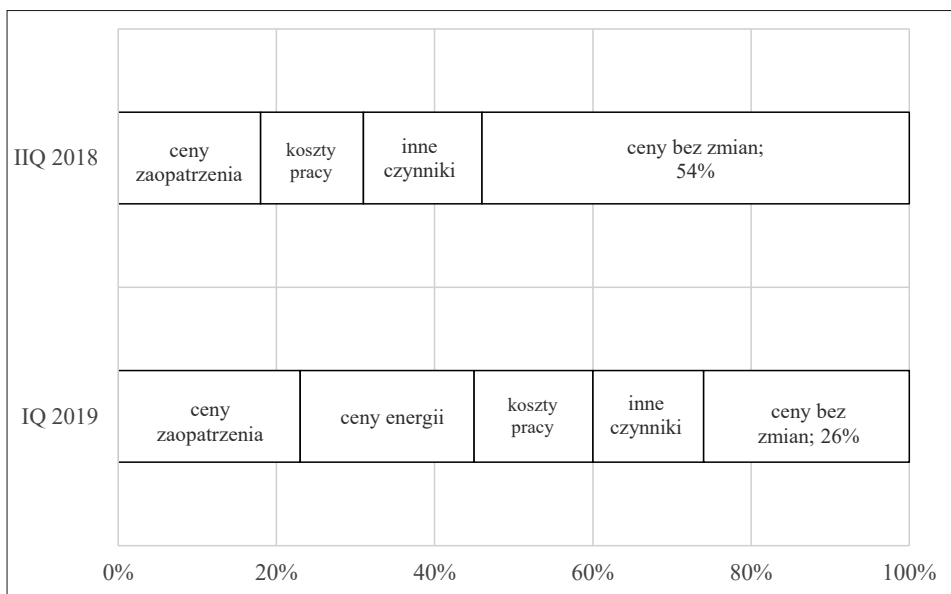


**Rysunek 33.** Główne bariery rozwoju przedsiębiorstw w Polsce (odsetek przedsiębiorstw w badanej próbie)

**Źródło:** Szybki monitoring NBP. Analiza sytuacji sektora przedsiębiorstw, NBP, 1/2019, s. 12.

<sup>63</sup> Jednak wprowadzone w końcu 2018 r. rozwiązania legislacyjne przynajmniej odsuwają w czasie wpływ wzrostu kosztów wytwarzania energii m.in. na koszty funkcjonowania sektora przedsiębiorstw. Ryzyko to nie zmaterializuje się zatem w 2019 r. w skali, w jakiej przedsiębiorstwa mogły się tego spodziewać w momencie przeprowadzenia badania.





**Rysunek 34.** Główne czynniki mogące wpłynąć na wzrost cen produktów przedsiębiorstw w Polsce

**Źródło:** Szybki monitoring NBP. Analiza sytuacji sektora przedsiębiorstw, NBP, 1/2019, s. 35.

Najczęściej podwyżki były planowane w przemyśle (na zamiar taki wskazało 68% ankietowanych przedsiębiorstw), w tym w szczególności w energetyce, a także w budownictwie (67% ankietowanych przedsiębiorstw) i handlu (64% ankietowanych przedsiębiorstw). Rzadziej z zamiarem podwyżek nosiły się przedsiębiorstwa transportowe (55% ankietowanych przedsiębiorstw) i przedsiębiorstwa sektora usług pozostałych (48% ankietowanych przedsiębiorstw).

## 2.5. Problemy finansowe spółek obrotu

Bezpośrednią przyczyną problemów finansowych spółek obrotu w Polsce, wynikających wprost ze wzrostu cen hurtowych energii elektrycznej, był spekulacyjny charakter jej zakupu. Spółki te, na skutek niedoszacowania ryzyka, oferowały bowiem swoim klientom gwarancję stałej ceny energii elektrycznej, którą jednak kupowały co miesiąc na giełdzie, zamiast zabezpieczyć swoją pozycję zakupem większego jej wolumenu w kontraktach długoterminowych<sup>64</sup>. W tych okolicznościach

<sup>64</sup> Sądne dni dla spółek obrotu, <http://biznesalert.pl> (dostęp: 12.09.2018).

wzrost hurtowych cen energii elektrycznej oznaczał brak możliwości wywiązania się ze zobowiązań i w konsekwencji ryzyko eliminacji z rynku detalicznego.

W grudniu 2018 r. na rynku detalicznym zagrożona była obecność 15 spółek, co do których istniało podejrzenie, iż nie dysponują środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności koncesjonowanej w zakresie obrotu energią elektryczną. Prezes URE wszczął bowiem postępowanie o cofnięcie koncesji na prowadzenie tej działalności m.in. spółkom: Audax Energia Sp. z o.o., Barton Energia Sp. z o.o., Caldoris Polska Sp. z o.o., Corrente Sp. z o.o., CRE Energia Sp. z o.o., Energetyczne Centrum S.A., Energia Dla Firm Sp. z o.o., Energy Match Sp. z o.o., Energy Polska Sp. z o.o., Enrex Energy Sp. z o.o., GOEE Energia Sp. z o.o., Horizon Telecommunication Sp. z o.o., Proton Polska Energia Sp. z o.o., PHUP Ger Pol Andrzej Będkowski, Jolanta Będkowska oraz Pulsar Energia Sp. z o.o.<sup>65</sup> Inne spółki podjęły działania na rzecz poprawy swojej sytuacji finansowej, ale często kosztem nie do końca zgodnego z zapisami zawartych umów podnoszenia cen swoim klientom albo w wyniku zmiany wzorca tych umów<sup>66</sup>.

Eliminacja z rynku detalicznego energii elektrycznej niesie za sobą natychmiastowe negatywne skutki dla klientów tych spółek obrotu, które upadły. Utrata sprzedawcy energii elektrycznej nie oznacza wprowadzie pozbawienia klientów dostaw tej energii, ale wiąże się z ich kontynuacją na podstawie tzw. rezerwowych umów sprzedaży energii. Umowy te mają charakter awaryjny, tzn. gwarantują nieprzerwaną dostawę energii elektrycznej jednak po bardzo wysokich, tj. dwu- lub trzykrotnie wyższych, cenach<sup>67</sup>. O ile w 2017 r. problem sprzedaży energii elektrycznej przez sprzedawców rezerwowych dotyczył tylko 2 tys. punktów poboru, o tyle w ciągu siedmiu miesięcy 2018 r. ich liczba wyniosła aż 30 tys.<sup>68</sup>

Można sądzić, że eliminacja spółek obrotu z detalicznego rynku energii elektrycznej doprowadzi do zmniejszenia jego konkurencyjności i płynności. W efekcie znalezienie przez odbiorców nowego sprzedawcy energii elektrycznej i „wyjście” z umów rezerwowych może się wiązać z wyższymi cenami energii elektrycznej. Niezależne spółki obrotu, które w warunkach rosnących cen hurtowych energii elektrycznej są w pierwszej kolejności eliminowane z rynku detalicznego,

65 D. Ciepiela, *13 spółek może stracić koncesję na handel energią elektryczną*, <https://energetyka.wnp.pl> (dostęp: 17.12.2018).

66 Funkcjonujące w obrocie umowy sprzedaży energii elektrycznej bywają konstruowane w taki sposób, że z jednej strony stwarzają wrażenie, że cena sprzedaży jest ceną gwarantowaną przez cały rok ich obowiązywania, z drugiej zaś uprawniają sprzedawcę do jednostronnej jej korekty na podstawie stosunkowo ogólnie określonych przesłanek. Zdarzają się również postanowienia umożliwiające sprzedawcy zmianę wzorca umowy, którym się posługiwał przy zawarciu umowy, za: M. Lemkowski, *Drożejacy prąd generuje spory*, <http://www.codozasady.pl> (dostęp: 4.10.2018).

67 Sprzedawcy rezerwowi uzasadniają te ceny przejmowaniem dużej liczby klientów i koniecznością interwencyjnego zakupu dodatkowych wolumenów energii elektrycznej w kontraktach spotowych.

68 A. Wieczerzak-Krusińska, *Drożąca energia dobija sprzedawców*, <https://energia.rp.pl> (dostęp: 12.09.2018).

funkcjonują, zadowolając się generalnie niższymi marżami niż spółki obrotu wchodzące w skład grup kapitałowych dużych firm energetycznych. Uprzywilejowana pozycja tych firm, wynikająca z osiągania przychodów nie tylko z segmentu obrotu, lecz także z dystrybucji energii elektrycznej oraz z większych rezerw finansowych, przyspiesza tylko proces eliminacji niezależnych spółek obrotu. W tych okolicznościach zależne od nich spółki obrotu mogą sobie pozwolić, w warunkach rosnących cen hurtowych energii elektrycznej, na wolniejsze podnoszenie (dla gospodarstw domowych ograniczone i tak taryfami) jej cen detalicznych. Dostrzegając te zależności, odbiorcy energii elektrycznej pozostaną raczej przy dużych stabilnych jej sprzedawcach, co przekreśla praktycznie rozwój detalicznego rynku energii elektrycznej w Polsce<sup>69</sup>.

## 2.6. Możliwość wzrostu zdolności inwestycyjnych firm energetycznych

Niskie przychody wytwórców energii elektrycznej w Polsce w okresie 2012–2017, spowodowane niskim poziomem cen tej energii na rynku hurtowym, zmniejszyły opłacalność inwestycji w nowe moce wytwórcze. Ograniczenie lub wstrzymanie tych inwestycji, wobec braku satysfakcjonującej stopy zwrotu z zaangażowanego przez wytwórców kapitału, stało się powodem problemu zapewnienia odpowiedniego wolumenu mocy wytwórczych oraz ryzyka wystąpienia przerw w dostawach energii elektrycznej. Oszacowano, że łączny koszt niedostarczonej energii może wynieść 37,6 mld zł w perspektywie do 2030 r.<sup>70</sup>

W dużym stopniu problem zapewnienia odpowiednich mocy wytwórczych wynikał z rozwoju OZE, stymulowanego systemami wsparcia, co prowadzi do zakłócenia działania rynku energii elektrycznej, utrudniając prowadzenie na nim efektywnej konkurencji. Subsydia w zakresie kosztów kapitałowych oraz niskie koszty zmienne wytwarzania energii elektrycznej z OZE powodują bowiem ograniczenie czasu pracy jednostek konwencjonalnych, nadal potrzebnych do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. W efekcie przychody generowane przez te jednostki nie pokrywają w pełni ich kosztów operacyjnych i kapitałowych, co powoduje niedobór środków pieniężnych, czyli problem *missing money*.

Dodatkową determinantą problemu *missing money* w Polsce jest limit cenowy na rynku energii elektrycznej, wynoszący 1500 zł/MWh, uniemożliwiający cenom osiągnięcie wartości ekstremalnych w godzinach, w których margines mocy ponad

69 K. Świrski, *Iluzja i klęska...*

70 Rynek mocy, czyli jak uniknąć blackoutu. Analiza zasadności wdrożenia kompleksowego mechanizmu rynku mocy w Polsce, PKEE, Warszawa 2016, s. 4.

zapotrzebowanie przyjmuje wartości najniższe<sup>71</sup>. Limit ten powoduje, że mechanizm wyceny wartości wynikającej z rzadkości mocy (*scarcity pricing*) nie pozwala na uzyskanie odpowiedniego poziomu marży rzadkości (*scarcity margin*), czego rezultatem jest niemożność pokrycia kosztów stałych najdroższych jednostek wytwórczych stanowiących rezerwę<sup>72</sup>. Gdy całkowite koszty wytwarzania energii elektrycznej nie są pokrywane przychodami uzyskiwanymi ze sprzedaży, jej wytwarzanie staje się działalnością wysokiego ryzyka. Chcąc ograniczyć to ryzyko, operatorzy konwencjonalnych jednostek wytwórczych zmuszeni są do wcześniejszego wyłączania, okresowego (*mothballing*) lub trwałego, bloków z eksploatacji.

Konsekwencją problemu *missing money* jest problem *missing capacity*, który oznacza spadek zdolności wytwórczych w systemie elektroenergetycznym, wynikający z braku inwestycji w nowe moce. Równoległe występowanie zjawisk *missing money* i *missing capacity* zagraża stabilności dostaw energii elektrycznej. Rosnące ceny hurtowe energii elektrycznej mogą spowodować, że konwencjonalni wytwórcy energii elektrycznej będą w stanie pokrywać zarówno koszty zmienne, jak i stałe, co daje podstawy do podejmowania ekonomicznie racjonalnych decyzji o modernizacji istniejących aktywów wytwórczych lub budowie nowych.

Powrót do trendu spadkowego hurtowych cen energii elektrycznej w Polsce na początku 2019 r. sprawił, że okres wysokiego poziomu tych cen był zbyt krótki, aby mogły one się przyczynić do trwałego wzrostu zdolności inwestycyjnych i wartości firm energetycznych. W okresie od stycznia 2018 r. do kwietnia 2019 r. straciły one bowiem odpowiednio: Tauron S.A. – 40%, Energa S.A. – 35%, Enea S.A. – 30% i PGE S.A. – 22% swojej wartości. W efekcie w okresie tym o ok. 27% zmniejszyła się wartość indeksu giełdowego WIG Energia, który można uznać za reprezentanta kondycji branży energetycznej w Polsce „wzdłuż całego łańcucha wartości”<sup>73</sup>.

71 K. Krupa, S. Gola, *Rynek zdolności wytwórczych w aspekcie bezpieczeństwa dostaw oraz wpływu na rynek energii elektrycznej*, „Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami i Energią PAN” 2016, nr 95, s. 107.

72 F.J. De Sisternes, J.E. Parsons, *The Impact of Uncertainty on the Need and Design of Capacity Remuneration Mechanisms in Low-Carbon Power Systems*, MIT Center for Energy and Environmental Policy Research, Cambridge 2016.

73 K. Krupa, K. Moskwik, M. Roszkowski, *Wyniki polskich grup elektroenergetycznych za rok 2018. Co dalej?*, Instytut Jagielloński, <http://jagiellonski.pl> (dostęp: 15.04.2019), s. 2–3.



## Rozdział 3

# Możliwości ograniczania wzrostu cen energii elektrycznej w Polsce

### 3.1. Wprowadzenie

Strategiczny charakter sektora elektroenergetycznego dla gospodarki powoduje, że jest on obiektem szerokiego oddziaływania państwa, które dąży do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Dla państw członkowskich UE, w tym dla Polski, bezpieczeństwo to postrzegane jest nie tylko przez pryzmat fizycznej niezawodnej realizacji tych dostaw (realizacja celu społecznego  $C_B$ ), ale także w kontekście utrzymania cen energii elektrycznej na możliwie niskim poziomie (realizacja celu rynkowego  $C_R$ ) oraz ograniczenia negatywnego wpływu procesów jej wytwarzania na środowisko (realizacja celu ekologicznego  $C_E$ ). Trójwymiarowy charakter bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej wynika z polityki energetycznej UE, która odzwierciedla tym samym założenia strategii zrównoważonego rozwoju.

Najczęstszym przejawem oddziaływania państwa na sektor elektroenergetyczny jest jego zaangażowanie własnościowe i regulacyjne, co widoczne jest w wielu państwach członkowskich UE. Wyniki analizy przeprowadzonej przez PwC wskazują, że największy zakres regulacji państwa w elektroenergetykę cechuje Francję<sup>1</sup>. Wynosi on bowiem 39% i został wyznaczony na podstawie badań przepisów dotyczących rozpoczynania działalności w branży, dopuszczania produktów na rynek, podatków i subsydiów dedykowanych sektorowi, ewentualnych ograniczeń w zakresie polityki cenowej przedsiębiorstw, pozycji i zadań organu regulacyjnego, ograniczeń w zakresie reklamy oraz koncentracji pionowej lub poziomej, a także obecności kapitału zagranicznego. Nieco mniejszy jest stopień ingerencji państwa w rynek energii elektrycznej w Niemczech i Polsce (w każdym z tych państw wynosi on 36%). W Wielkiej Brytanii wynosi on 28%, w Norwegii 22%, zaś w USA

---

1 *Polska krajem z wysokim wskaźnikiem ingerencji państwa w gospodarkę, ale bardziej liberalna niż Niemcy i Francja*, <https://www.pwc.pl> (dostęp: 13.02.2018).

19%<sup>2</sup>. Stosunkowo nowym, ale coraz powszechniejszym motywem interwencji państwa, szczególnie na rynku energetycznym i motoryzacyjnym, jest ochrona środowiska naturalnego i promocja stosowania przyjaznych środowisku technologii, w tym technologii odnawialnych. Wśród wspomnianych państw motyw ten najczęściej jest wykorzystywany w Norwegii, która w zakresie tej ochrony osiąga największe sukcesy.

Wydaje się, że utrzymanie cen energii elektrycznej w Polsce na możliwie niskim poziomie jest celem o szczególnym znaczeniu dla państwa, który przyświeca jego zaangażowaniu w elektroenergetykę. Hurtowe ceny tej energii w naszym kraju są bowiem szczególnie podatne na efekty polityki energetycznej UE, której kluczowym elementem jest ochrona klimatu i wynikające stąd ograniczanie roli węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej. Ze względu na duży udział tego surowca w strukturze jej wytwarzania w Polsce realizacja celu ekologicznego tej polityki stanowi dla polskiej elektroenergetyki duże wyzwanie.

Elektrownie węglowe, w połączeniu z niską elastycznością polskiego systemu elektroenergetycznego oraz niedostateczną mocą przesyłową połączeń transgranicznych, nie były w stanie zapobiec dużym wzrostom cen energii elektrycznej w sierpniu 2015 r., tj. w warunkach wysokich temperatur powietrza. Warunki te zmusiły PSE S.A. do zarządzenia 20., tj. najwyższego, stopnia zasilania, który oznaczał możliwość wprowadzenia rotacyjnych wyłączeń dostaw energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych<sup>3</sup>.

Skokowy wzrost hurtowych cen energii elektrycznej powtórzył się we wrześniu 2018 r. Te same ułomności polskiego systemu elektroenergetycznego nie były bowiem w stanie zneutralizować wpływu wzrostu cen pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> oraz cen węgla kamiennego na wzrost cen energii elektrycznej na rynku hurtowym. Jednak tym razem waga problemu wzrostu tych cen była znacznie większa, ponieważ główne jego przyczyny (zob. rozdz. 1) miały charakter fundamentalny, a nie sezonowy, jak w sierpniu 2015 r. Wobec kolejnych coraz ostrzejszych wymogów polityki energetycznej UE w zakresie ochrony klimatu, obciążających polski system elektroenergetyczny, coraz wyższe hurtowe ceny energii elektrycznej w Polsce są nieuchronne. W tych okolicznościach coraz bardziej realne staje się zatem permanentne zagrożenie dla rozwoju gospodarczego Polski i poziomu życia jej mieszkańców. W szczególności wysokie ceny energii elektrycznej mogą się stać przyczyną takich efektów, jak np.: wzrost ubóstwa energetycznego, spowolnienie gospodarcze oraz wzrost inflacji (zob. rozdz. 2).

Głównym wyzwaniem dotyczącym energetyki, przed jakim staje polski rząd, jest utrzymanie cen energii elektrycznej na możliwie niskim poziomie, niezależnie od niekorzystnych czynników zewnętrznych (głównie wzrost ceny pozwoleń do

2 W państwach anglosaskich interwencje państwa mają charakter niemal wyłącznie regulacyjny.

3 *Wracają stopnie zasilania. Blackout coraz bliżej*, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 10.08.2015).

emisji CO<sub>2</sub> i cen węgla) i wewnętrznych (np. konieczność budowy nowych bloków i modernizacji starych)<sup>4</sup>. Ponieważ wyzwanie to dotyczy zarówno okresu „krótkiego i średniego”, jak i „średniego i długiego”<sup>5</sup>, zestaw stosowanych środków i podejmowanych działań musi być zróżnicowany.

Środki i działania służące utrzymaniu cen energii elektrycznej na możliwie niskim poziomie w okresie „krótkim i średnim” obejmują głównie rozwiązania instytucjonalne i inicjatywy odbiorców końcowych tej energii oraz działania z nich wynikające (rys. 35). Rozwiązania instytucjonalne, inicjowane zazwyczaj przez administrację państwową, dotyczące tego okresu są ukierunkowane przede wszystkim na wzmacnianie konkurencji na rynku energii elektrycznej oraz ochronę odbiorców końcowych tej energii. Inicjatywy instytucjonalne, obejmujące działania polskiego rządu, zmierzające do współkształtowania polityki energetycznej UE mogą wesprzeć utrzymanie cen energii elektrycznej na możliwie niskim poziomie generalnie w okresie „średnim i długim”.

Proces, w którym uczestnicy rynku energii elektrycznej konkurują ze sobą w zawieraniu transakcji przez przedstawianie kontrahentom korzystniejszej oferty rynkowej, w tym cenowej, mogą skutecznie wesprzeć m.in. regulacje i działania na rzecz zwiększania zakresu handlu giełdowego energią elektryczną, integralności i przejrzystości tego rynku, intensyfikacji procesu zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz wprowadzenia aukcyjnego systemu wsparcia energii odnawialnej. Według prognoz firmy Audytel S.A. z 2015 r. zwiększenie konkurencji na rynku energii elektrycznej w Polsce mogłoby doprowadzić do spadku ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych z ówczesnego poziomu 0,5048 zł/kWh do 0,4892 zł/kWh w 2020 r., co dałoby im prawie 2,4 mld zł nadwyżki. Spadłyby również ceny dla odbiorców niebędących gospodarstwami domowymi, co oznaczałoby dla nich oszczędności w wysokości 4,6 mld zł<sup>6</sup>.

Głównym motywem ochrony odbiorców końcowych energii elektrycznej jest łagodzenie skutków wzrostu cen tej energii. Ochronie podlegają przede wszystkim wrażliwi odbiorcy indywidualni, którzy są w największym stopniu narażeni na wzrost cen energii elektrycznej. W pewnym stopniu mogą z niej korzystać odbiorcy przemysłowi (szczególnie energochłonni), co zapobiega spadkowi ich konkurencyjności. Spektakularnym przykładem ochrony odbiorców końcowych w Polsce jest ustawa o cenach energii elektrycznej. W działania służące ich ochronie zaangażowane są także organy administracji rządowej, w tym URE i UOKiK, a także NIK, tj. naczelny i niezależny organ kontroli państwowej<sup>7</sup>.

4 *Ceny energii zagrażają konkurencyjności polskiej gospodarki*, <http://zpp.net.pl/wp> (dostęp: 14.02.2019), Warszawa 2018, s. 23.

5 Użycie określeń „okres krótki i średni” i „okres średni i długi” ma na celu ukierunkowanie uwagi na okres odpowiednio krótki i długi, chociaż w obu przypadkach niektóre efekty i zależności mogą dotyczyć okresu średniego.

6 *Polacy mogą stracić 7 mld zł przez niewielką konkurencję na rynku energii elektrycznej*, [www.cire.pl](http://www.cire.pl) (dostęp: 17.03.2015).

7 *Polityka ochrony konsumentów i konkurencji*, UOKiK, Warszawa 2015, s. 19.



Współkształtowanie polityki energetycznej UE przez Polskę ma na celu zabezpieczenie realizacji narodowych interesów w zakresie zasad funkcjonowania i strategicznych kierunków rozwoju krajowej elektroenergetyki. Ze względu na oparte na węglu wytwarzanie energii elektrycznej w naszym kraju oraz mocno akcentowany dekarbonizacyjny charakter tej polityki interesy te obejmują przede wszystkim utrzymanie krajowych cen energii elektrycznej na możliwie niskim poziomie oraz zapewnienie bezpieczeństwa jej dostaw. Z punktu widzenia możliwości współkształtowania polityki energetycznej UE szczególnie istotne jest wpływanie na decyzje polityczne instytucji unijnych, a przez to na unijne regulacje prawne, które w postaci rozporządzeń lub dyrektyw określają te zasady i kierunki<sup>8</sup>. Polski wpływ na politykę energetyczną UE jest ograniczony, ponieważ ostateczne decyzje polityczne stanowią wypadkową interesów wszystkich państw członkowskich UE z uwzględnieniem siły oddziaływania każdego z nich<sup>9</sup>.

Inicjatywy odbiorców końcowych energii elektrycznej obejmują uruchamianie samodzielnego wytwarzania energii elektrycznej, głównie przez budowę konwencjonalnych i odnawialnych jednostek wytwórczych (głównie duzi odbiorcy przemysłowi), oraz rozwój energetyki prosumenckiej i tworzenie klastrów energii (głównie średni i mali odbiorcy). Przed skutkami wzrostu hurtowych cen energii elektrycznej mogą ich chronić zindywidualizowane strategie jej zakupu, w tym np. strategia zakupów grupowych lub strategia bezpośredniego jej kontraktowania (rys. 35).

W celu ustabilizowania w Polsce cen energii elektrycznej na możliwie niskim poziomie w „średnim i długim okresie” konieczna jest transformacja elektroenergetyki, zakładająca przede wszystkim dywersyfikację struktury wytwarzania energii elektrycznej, zmierzającą w kierunku ograniczenia udziału węgla w tej strukturze. Coraz trudniejsze wydaje się bowiem pogodzenie ochrony polskiego węgla z założeniami polityki energetycznej UE<sup>10</sup>. Założenia te powodują bowiem, że wytwórcy konwencjonalni w Polsce osiągają coraz niższą rentowność swojej działalności<sup>11</sup>. Ograniczenia zużycia węgla wymaga także budowa gospodarki niskoemisyjnej w naszym kraju<sup>12</sup>.

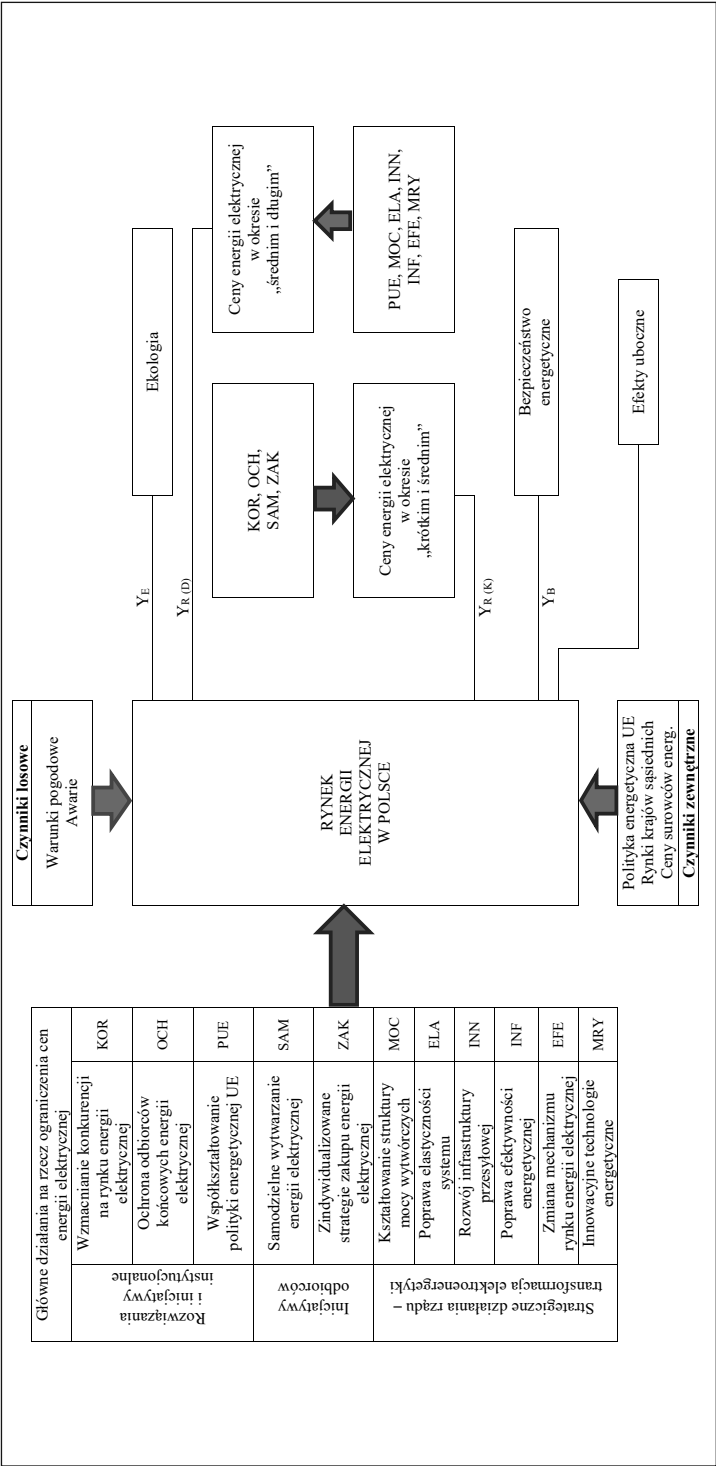
8 M. Ruszel, *Wpływ Polski na kształtowanie polityki energetycznej Unii Europejskiej*, [w:] J.M. Fiszera (red.), *Dziesięć lat członkostwa Polski w Unii Europejskiej. Próba bilansu i nowe otwarcie*, Instytut Studiów Politycznych PAN, Warszawa 2015, s. 386.

9 T.G. Grosse, *Dwupoziomowy system polityczny w Europie*, „Przegląd Europejski” 2012, nr 2, s. 7.

10 R. Szczerbowski, *Wyzwania polskiego sektora wytwórczego do 2030 roku*, „Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN” 2018, nr 102, s. 215.

11 *Koniec tradycyjnej energetyki? Jak wygrać w dobie zmian*, PwC, ING Bank Śląski, Warszawa 2015, s. 8.

12 *Wkład polskiego sektora energetycznego w realizację globalnej polityki energetycznej*, Raport PKEE, Warszawa 2018, s. 12.



Rysunek 35. Kluczowe możliwości ograniczania cen energii elektrycznej w Polsce

źródło: opracowanie własne.

Wszelkie działania podejmowane na rzecz utrzymania cen energii elektrycznej na możliwie niskim poziomie są wdrażane w warunkach oddziaływania (głównie utrudniającego osiągnięcie zamierzonych efektów) czynników autonomicznych, w tym w szczególności czynników zewnętrznych i losowych. Te pierwsze obejmują przede wszystkim wpływ polityki energetycznej UE, rynków energii elektrycznej państw sąsiednich oraz cen surowców energetycznych na funkcjonowanie rynku i ceny energii elektrycznej w Polsce. Niekorzystny wpływ na te ceny mogą wywrzeć warunki pogodowe oraz awarie jednostek wytwórczych lub infrastruktury przesyłowej, mające generalnie charakter losowy (rys. 35).

Ceny energii elektrycznej stanowią efekt finalny oddziaływania na rynek energii elektrycznej za pomocą instrumentarium obejmującego rozwiązania instytucjonalne, inicjatywy odbiorców oraz transformację elektroenergetyki, którego stosowanie „zakłóca” wpływ czynników autonomicznych. W okresie „krótkim i średnim” poziom tych cen kształtowany jest pod wpływem impulsu  $Y_{R(K)}$ , będącego głównie efektem działań ukierunkowanych na wzmacnianie konkurencji na rynku energii elektrycznej, ochronę odbiorców energii elektrycznej, a także efektem inicjatyw odbiorców, obejmujących samodzielne wytwarzanie energii elektrycznej stosowanie zindywidualizowanych strategii zakupu energii elektrycznej. Z kolei w okresie „średnim i długim” za poziom cen energii elektrycznej odpowiedzialny jest impuls  $Y_{R(D)}$ , zbudowany przede wszystkim przez efekty zaangażowania naszego kraju we współkształtowanie polityki energetycznej UE oraz działań mających na celu transformację polskiej elektroenergetyki.

Mimo iż zaproponowane instrumentarium zostało dobrane bezpośrednio pod kątem budowy impulsów  $Y_{R(K)}$  i  $Y_{R(D)}$ , tj. możliwości wywierania jak największego korzystnego wpływu na poziom cen energii elektrycznej w Polsce, to nie można pominąć jednoczesnej kreacji impulsów  $Y_E$  i  $Y_B$  w wyniku jego zastosowania, oddziałujących równolegle odpowiednio na ograniczenie negatywnego wpływu podsektora wytwarzania energii elektrycznej na środowisko i bezpieczeństwo dostaw tej energii. Nie można wykluczyć efektów ubocznych wdrażania tego instrumentarium, które mogą się pojawić głównie wraz z upływem okresu obowiązywania ustawy o cenach energii elektrycznej. Ustawa ta ogranicza bowiem działanie mechanizmów konkurencji na rynku energii elektrycznej, co może silnie wpłynąć na wzrost cen energii elektrycznej w naszym kraju w 2020 r.

## 3.2. Rozwiązania i inicjatywy instytucjonalne

### 3.2.1. Wzmacnianie konkurencji na rynku energii elektrycznej

#### 3.2.1.1. Budowa rynku energii elektrycznej w Polsce

Rynkowa transformacja sektora elektroenergetycznego w Polsce, obejmująca proces budowy rynku energii elektrycznej, rozpoczęła się w 1997 r. wraz z wejściem w życie Prawa energetycznego<sup>13</sup>. Transformacja ta polegała na odchodzeniu od tradycyjnej dla tego sektora formuły monopolistycznych przedsiębiorstw publicznych lub prywatnych, które z założenia podlegały kontroli czynnika publicznego<sup>14</sup>. Jej kolejne etapy były kształtowane na podstawie aktów wykonawczych wydanych do tej ustawy<sup>15</sup>.

Głównym celem procesu budowy rynku energii elektrycznej było wprowadzenie na ten rynek konkurencji, która zapewni możliwie niskie ceny energii elektrycznej dla jej nabywców z jednoczesną gwarancją bezpieczeństwa jej dostaw, wysokiej jakości towaru i obsługi odbiorców oraz ochrony środowiska. Demonopolizacja sektora elektroenergetycznego zakładała jego podział na podsektory wytwarzania, przesyłu, dystrybucji oraz obrotu energią elektryczną. Proces ten objął także liberalizację rynku energii elektrycznej (w zakresie wytwarzania i dystrybucji energii elektrycznej) oraz prywatyzację elektroenergetyki, polegającą na przekształceniu państwowych przedsiębiorstw energetycznych w jednoosobowe spółki Skarbu Państwa lub spółki akcyjne, a następnie sprzedaży udziałów bądź akcji<sup>16</sup>.

Przełomowe dla rozwoju konkurencyjnego rynku energii elektrycznej w Polsce było umożliwienie zmiany sprzedawcy energii elektrycznej wszystkim jej odbiorcom, w tym gospodarstwach domowym. Nastąpiło to z dniem 1 lipca 2007 r., kiedy wdrożono m.in. zasadę TPA, zakładającą obowiązek udostępnienia infrastruktury sieciowej elektroenergetycznej (linii przesyłowych lub dystrybucyjnych) przez jej właściciela przedsiębiorstwom energetycznym prowadzącym działalność w zakresie obrotu energią elektryczną w celu jej dostarczenia odbiorcom. Dla zapewnienia skuteczności tej zasady konieczne stało się przeprowadzenie tzw. unbundlingu, polegającego na wydzieleniu niezależnych od siebie spółek obrotu, OSD i OSP z dotychczas funkcjonujących przedsiębiorstw energetycznych, które były zintegrowane pionowo. Wprowadzenie

13 Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz.U z 2019 r. poz. 755 ze zm.).

14 A.T. Szablewski, *Zarys teorii i praktyki reform regulacyjnych na przykładzie energetyki*, Wydawnictwo DIG, Warszawa 2003, s. 9.

15 *Stan liberalizacji rynku energii elektrycznej w Polsce*, Towarzystwo Obrotu Energią, Warszawa 2005, s. 10.

16 A.T. Szablewski, *Liberalizacja a bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej*, Wydawnictwo Key Text, Warszawa 2012, s. 8.

rozdziału miało na celu wsparcie rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej i przeciwdziałanie nieuczciwym praktykom stosowanym przez te przedsiębiorstwa<sup>17</sup>.

### 3.2.1.2. Zwiększanie zakresu giełdowego handlu energią elektryczną

Działania na rzecz poszerzenia zakresu obowiązku giełdowego były reakcją polskiego rządu na dynamicznie rosnące hurtowe ceny energii elektrycznej w okresie jesiennym 2018 r. Reakcja ta była także podyktowana istotnym spadkiem znaczenia giełdowego handlu energią elektryczną w 2017 r. (zob. pkt 1.4.3) oraz sygnałami ostrzegawczymi przed drastycznymi podwyżkami cen energii elektrycznej, które mogą wyniknąć m.in. z racji realizacji planów inwestycyjnych w elektroenergetyce i konieczności ich sfinansowania. Projekt zmian legislacyjnych, wprowadzający 100% obliga giełdowego dla handlu energią elektryczną, z wyłączeniem energii wytworzonej w kogeneracji i energii odnawialnej, został przyjęty przez Sejm dnia 9 listopada 2018 r. Już w lipcu 2018 r., tj. w trakcie przygotowywania tych zmian, rząd zwrócił się do firm energetycznych, aby już od dnia 1 sierpnia prowadziły obrót energią elektryczną wyłącznie na najbardziej konkurencyjnych i transparentnych zasadach, czyli na rynku giełdowym<sup>18</sup>. Podniesienie obliga giełdowego do poziomu 100% miało na celu poprawę przejrzystości rynku, prowadzącą do ograniczenia nagłych wzrostów cen energii elektrycznej na rynku hurtowym, niewynikających z czynników fundamentalnych. Jednocześnie dzięki płynności i transparentności handlu giełdowego i ograniczeniu możliwości wpływu na te ceny uczestników posiadających silną pozycję rynkową rozwiązanie to, zwłaszcza w perspektywie długoterminowej, powinno poprawić pozycję odbiorców na krajowym rynku energii elektrycznej<sup>19</sup>. Ponadto giełdowy obrót energią elektryczną stwarza możliwości ustalenia referencyjnej jej ceny, która jest wartością dla całej gospodarki. Referencyjna cena energii elektrycznej, płynąca z platformy nadzorowanej przez organy nadzoru finansowego i organ regulacyjny, jest szczególnie ważna dla dużych odbiorców, dla których koszt tej energii jest składnikiem coraz mocniej wpływającym na ich finanse<sup>20</sup>.

Działania rządu na rzecz zwiększenia zakresu obowiązku giełdowego handlu energią elektryczną spowodowały, że jego wolumen w 2018 r. był o 102,5% większy w porównaniu z 2017 r. Wolumen ten był przede wszystkim wynikiem

17 A. Węgrzyn, *Rynek energii elektrycznej w Polsce – wybrane zagadnienia*, <http://energystre-amer.pl> (dostęp: 28.12.2018).

18 *100-procentowe obligo giełdowe to gwarancja stabilnych cen*, <https://www.cire.pl> (dostęp: 31.07.2018).

19 I. Chojnacki, *Obligo giełdowe na poziomie 100 proc. nie będzie miało charakteru bezwzględnego*, <https://energetyka.wnp.pl> (dostęp: 20.10.2018).

20 A. Wieczerzak-Krusińska, *Regulacje przywrócą konkurencję*, <https://energia.rp.pl> (dostęp: 3.09.2017).

transakcji zawieranych na rynku terminowym TGE, które objęły o 129,5% więcej energii elektrycznej<sup>21</sup>. Wzrost giełdowego handlu energią elektryczną nie znalazł przełożenia na ograniczenie wzrostu hurtowych cen energii elektrycznej, głównie ze względu na zwielokrotnione oddziaływanie czynników fundamentalnych. Ponadto obligo giełdowe nie objęło wieloletnich umów sprzedaży energii elektrycznej, zawartych przed jego wejściem w życie, co mogło nadal kierować większość wytworzonej energii poza giełdę. W dużej części stronami tych umów byli wytwórcy i spółki obrotu należący do tej samej grupy kapitałowej<sup>22</sup>. W skrajnym przypadku można sądzić, że w 2018 r. obligo giełdowe osiągnęło realny poziom 30–40%, wynikający z handlu energią elektryczną, która nie została zakontraktowana długoterminowo<sup>23</sup>.

### 3.2.1.3. Działania na rzecz integralności i przejrzystości rynku energii elektrycznej

Niezakłóconą konkurencję na hurtowym rynku energii elektrycznej w Polsce ma zapewnić stosowanie rozporządzenia REMIT<sup>24</sup>, które we wrześniu 2015 r., wraz z nowelizacją Prawa energetycznego, zostało implementowane do krajowego prawa<sup>25</sup>. Wprowadzone rozwiązania mają zapewnić temu rynkowi przejrzystość, co pozwoli na wyeliminowanie możliwości wpływania na hurtowe ceny energii elektrycznej przez jego uczestników. Ma się tak stać dzięki skutecznemu monitorowaniu hurtowego rynku energii elektrycznej, obejmującemu głównie zapobieganie, wykrywanie i zwalczanie na nim manipulacji<sup>26</sup> i nadużyć polegających na niewłaściwym wykorzystywaniu informacji

21 W 2018 r. najwyższe w historii giełdy obroty energią elektryczną i gazem, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 4.01.2019).

22 W 2018 r. kontrakty wewnątrzzgrupowe obejmowały ok. 60% rynku, za: *Chaos związany z ustawą o cenach prądu trwa*, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 26.03.2019).

23 K. Świrski, *100% obligo giełdowe, które jednak będzie w okolicach 30–40%*, <http://konrad-swirski.blog.tt.com.pl> (dostęp: 14.12.2018).

24 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (Dz.U. UE L 326, s. 1).

25 *Polska. Z energią działa lepiej. Raport PTPIREE*, Warszawa 2015, <https://leonardo-energy.pl> (dostęp: 2.12.2018), s. 18.

26 W odniesieniu do rynku energii elektrycznej, zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne, manipulacją jest np. zawieranie transakcji lub składanie zlecenia dotyczącego energii elektrycznej w obrocie hurtowym, które „generują lub mogłyby generować fałszywe lub wprowadzające w błąd sygnały dotyczące podaży, popytu czy jej cen”. Za manipulację uznana zostanie także transakcja lub zlecenie, przez które próbuje się kształtować hurtową cenę energii elektrycznej.

wewnętrznych<sup>27</sup>. Nowe regulacje mają prowadzić do wyeliminowania z niego nieuczciwych praktyk giełdowych i spekulacji cenami energii elektrycznej<sup>28</sup>.

Aby zapewnić wykonywanie obowiązków wynikających z rozporządzenia REMIT, w przepisach ustawowych rozszerzono kompetencje Prezesa URE oraz stworzono podstawy do jego współpracy z innymi podmiotami regulacyjnymi, głównie z ACER, organami regulacyjnymi państw członkowskich UE, UOKiK oraz KNF. Do najważniejszych zadań Prezesa URE w ramach realizacji zapisów rozporządzenia REMIT należy zatem prowadzenie krajowego rejestru uczestników hurtowego rynku energii elektrycznej, budowanego na podstawie zgłoszeń wytwórców energii elektrycznej, spółek obrotu, OSP i OSD oraz dużych odbiorców końcowych, tj. takich, którzy mają zdolność konsumpcji energii elektrycznej powyżej 600 GWh rocznie<sup>29</sup>.

Przepisy rozporządzenia REMIT zobowiązują zarejestrowanych uczestników hurtowego rynku energii elektrycznej do raportowania Prezesowi URE zawartych transakcji na dostawę energii elektrycznej. Transakcje te obejmują zarówno kontrakty na fizyczną dostawę energii elektrycznej, jak i kontrakty, których przedmiotem są instrumenty pochodne odnoszące się do tej energii. Obowiązek raportowania dotyczy transakcji zawieranych w obrocie hurtowym oraz transakcji zawieranych z zarejestrowanymi odbiorcami energii elektrycznej<sup>30</sup>.

Dysponując rejestrami uczestników hurtowego rynku energii elektrycznej i zawartych przez nich transakcji, Prezes URE zajmuje się kontrolą i prowadzeniem postępowań wyjaśniających w sprawie wszelkich manipulacji (lub jej prób) lub niewłaściwego wykorzystania informacji wewnętrznych. Obowiązkiem Prezesa URE jest przekazywanie ACER informacji o podejrzeniach manipulacji na polskim hurtowym rynku energii elektrycznej.

W arsenale środków Prezesa URE, służących przestrzeganiu rozporządzenia REMIT w Polsce, pozostawiono możliwość nakładania kar pieniężnych od 10 tys. zł do 1 mln zł za jego naruszenie. Kary te grożą uczestnikom hurtowego rynku energii elektrycznej m.in. za nieprzekazywanie informacji o zawieranych transakcjach na hurtowym rynku energii, a także za przekazywanie danych niepełnych lub nieprawdziwych. Mogą one zostać nałożone za sprzedawanie energii elektrycznej na rynku bez wpisu do rejestru jego uczestników, a także za podawanie nieprawdziwych danych w rejestrze lub brak ich aktualizacji.

27 W odniesieniu do rynku energii elektrycznej, zgodnie z ustawą, informacja wewnętrzna to „informacja o szczegółowym charakterze, która nie została podana do publicznej wiadomości, dotyczy (bezpośrednio lub pośrednio) energii elektrycznej sprzedawanej w obrocie hurtowym i która, jeżeli została podana do wiadomości publicznej, mogłaby znacząco wpłynąć na jej cenę”.

28 *Nowe obowiązki URE*, <https://www.cire.pl> (dostęp: 16.09.2015).

29 M. Dragan, *URE będzie kontrolować podejrzone transakcje na hurtowym rynku energii*, <https://serwisy.gazetaprawna.pl> (dostęp: 16.09.2015).

30 *Obowiązki uczestników rynku wynikające z REMIT oraz znowelizowanego Prawa energetycznego*, Deloitte, <https://www2.deloitte.com> (dostęp: 28.10.2018), 2015, s. 9.

### 3.2.1.4. Intensyfikacja procesu zmiany sprzedawcy energii elektrycznej

Konkurencji na detalicznym rynku energii elektrycznej w Polsce ma służyć intensyfikacja procesu zmiany sprzedawcy energii elektrycznej przez odbiorców końcowych. Dynamizacja tego procesu w krótkim okresie wymaga przełamania jednej z zasadniczych jego barier, tj. powszechnego przekonania o trudności jego przeprowadzenia<sup>31</sup>. W celu zapewnienia gospodarstwom domowym możliwości porównywania cen energii elektrycznej, oferowanych przez różnych jej sprzedawców, Prezes URE uruchomił tzw. cenowy energetyczny kalkulator internetowy (CENKI), w którym w październiku 2017 r. swoje oferty zamieszczało 28 z 30 sprzedawców<sup>32</sup>. Wszyscy sprzedawcy zdecydowali się na świadczenie na rzecz nowych klientów usługi przeprowadzania całego procesu zmiany sprzedawcy energii elektrycznej. Przykładowo odsetek nowych klientów PGE Obrót S.A., którzy skorzystali z tej usługi w latach 2014–2017, wynosił od 60% do 90%.

W celu usprawnienia procesu zmiany sprzedawcy energii elektrycznej uruchomiono tzw. platformy wymiany informacji. Ten środek komunikacji między sprzedawcami energii elektrycznej i OSD pozwolił na obsługę wniosków o wszczęcie tego procesu oraz na udostępnianie innych danych, np. pomiarowo-rozliczeniowych. W kategoriach działań ukierunkowanych na ułatwienie odbiorcom korzystania z usług OSD, a także wyboru sprzedawcy energii elektrycznej, należy postrzegać wprowadzenie i upowszechnianie tzw. umów kompleksowych. Pozwalają one bowiem na integrację spraw formalno-administracyjnych, umownych oraz związanych z wystawianiem faktur w procesie zmiany sprzedawcy energii elektrycznej. Dzięki tym umowom sprzedawca alternatywny energii elektrycznej może oferować gospodarstwom domowym usługę kompleksową, co czyni jego ofertę bardziej atrakcyjną<sup>33</sup>. Na koniec 2017 r. OSD zawarli od 25 do 29 umów kompleksowych, tj. z prawie wszystkimi aktywnie działającym w naszym kraju sprzedawcami energii elektrycznej. Z raportu NIK wynika, że dla oczyszczenia procesu zmiany sprzedawcy z nieuczciwych praktyk handlowych i agresywnych metod marketingowych, które miały charakter powszechny i negatywnie wpływały na sytuację konsumentów, konieczne jest podjęcie zdecydowanych działań zapobiegawczych. Jednym z nich jest wprowadzenie zakazu sprzedaży energii elektrycznej w formie bezpośredniej akwizycji, o co wnioskował Prezes URE<sup>34</sup>.

31 W „średnim i długim” okresie proces zmian sprzedawców może zdynamizować dalsza dywersyfikacja struktury wytwarzania energii elektrycznej i urynkwienie cen usług przesyłowych i dystrybucyjnych, co przyczyni się do wzrostu satysfakcji cenowej odbiorców.

32 *Ochrona praw konsumenta energii elektrycznej. Raport NIK*, Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji, Warszawa, październik 2018, s. 40.

33 Biuletyn URE 2018, nr 2, s. 39.

34 *Ochrona praw konsumenta...*, s. 11.



### 3.2.1.5. Wprowadzenie aukcyjnego systemu wsparcia energii odnawialnej

Korzystny wpływ na ceny detaliczne energii elektrycznej miało wywrzeć wprowadzenie od lipca 2016 r., w wyniku nowelizacji ustawy OZE, systemu aukcyjnego i zastąpienie nim systemu zielonych certyfikatów. Bezpośrednim motywem uruchomienia systemu aukcyjnego był dalszy rozwój energetyki odnawialnej z jednoczesnym ograniczeniem jego wsparcia. W ten sposób mechanizm tego systemu pozwala na bezpośrednie obniżenie wartości dwóch komponentów ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych, tj. ceny hurtowej tej energii i opłat z tytułu wspierania OZE.

Energia odnawialna, wobec niższych kosztów zmiennych wytwarzania, wypiera z rynku energię konwencjonalną, prowadząc w efekcie do spadku hurtowych cen energii elektrycznej. Dodatkowo system aukcyjny wprowadził na rynek element konkurencji między samymi wytwórcami energii odnawialnej, który dodatkowo wzmacnia spadkowy trend tych cen. Ponadto konkurencji na wysokim poziomie cenowym zapobiega wprowadzenie tzw. ceny referencyjnej, mającej charakter maksymalnego pułapu cenowego dla danego źródła energii odnawialnej<sup>35</sup>. Aukcję wygrywa ten wytwórca energii odnawialnej, który zaoferuje najniższą jej cenę. Otrzymuje on jednocześnie gwarancję sprzedaży tej energii po stałej znanej mu cenie w 15-letnim okresie, co stanowi atrakcyjne zabezpieczenie dla banków komercyjnych, rozważających zaangażowanie się w finansowanie inwestycji odnawialnych. Zabezpieczenie to pozwala bowiem wyeliminować ryzyko gwałtownej zmiany ceny zielonych certyfikatów, co było cechą poprzedniego systemu wsparcia.

Przestrzeganie ceny referencyjnej i konkurencja poniżej jej poziomu wymuszają rozwój technologii odnawialnych, które stają się coraz bardziej konkurencyjne w stosunku do technologii konwencjonalnych. Już w 2018 r. koszty pozyskania energii elektrycznej zarówno w lądowych farmach wiatrowych, jak i w instalacjach fotowoltaicznych były niejednokrotnie na niższym poziomie niż w elektrowniach węglowych i gazowych<sup>36</sup>. Prognozy wskazują, że już od 2021 r. poziom ten może być immanentny dla tych farm, a od 2025 r. dla tych instalacji<sup>37</sup>. W konsekwencji mogą powstać warunki do znacznego ograniczenia systemu wsparcia, co powinno się przełożyć na istotne zmniejszenie obciążenia detalicznych cen energii elektrycznej kosztami jego funkcjonowania.

35 M. Trela, A. Dubel, *Porównanie systemów wsparcia odnawialnych źródeł energii w Polsce: zielone certyfikaty vs system aukcyjny na przykładzie instalacji pv*, „Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal”, 2017, t. 20, z. 2, s. 108.

36 M. Roszkowski, K. Kowalski, K. Moskwik i in., *Dlaczego warto liczyć pieniądze w energetyce?*, Instytut Jagielloński, <http://jagiellonski.pl> (dostęp: 14.02.2019), Warszawa 2019, s. 21.

37 B. Sawicki, A. Rzędowska, Ch. Schnell (red.), *Mapa drogowa polskiej elektroenergetyki 2030+*, Związek Przedsiębiorców i Pracodawców Sektora Energii, Instytut Jagielloński, Solivan Pontes, Warszawa 2017, s. 103.

Szacowano bowiem, że w perspektywie czasowej do 2020 r. koszty funkcjonowania systemu aukcyjnego mogą być nawet o 5 mld zł niższe niż w przypadku systemu zielonych certyfikatów<sup>38</sup>. Dodatkowo ograniczenie kosztów wsparcia rozwoju energetyki odnawialnej może doprowadzić do przerwania niezdrowej zależności, będącej efektem liberalizacji rynku energii elektrycznej. Zależność ta wpływa wprawdzie na spadek hurtowych cen energii elektrycznej, ale podnosi je jednocześnie dla odbiorców końcowych<sup>39</sup>.

### 3.2.2. Ochrona odbiorców energii elektrycznej

#### 3.2.2.1. Ochrona odbiorców indywidualnych

Rząd obejmuje ochroną przede wszystkim odbiorców szczególnie wrażliwych na wzrost cen energii elektrycznej. Wśród nich w pierwszej kolejności znajdują się odbiorcy indywidualni zagrożeni ubóstwem energetycznym oraz energochłonni odbiorcy przemysłowi, którym grozi utrata konkurencyjności. Chroniąc tę pierwszą grupę odbiorców, ME ustala w drodze obwieszczenia coroczną wysokość dodatków energetycznych oraz zgłasza zapotrzebowanie na utworzenie w budżecie państwa rezerwy celowej, z przeznaczeniem na sfinansowanie ich wypłat. Zryczałtowany dodatek energetyczny jest przyznawany wrażliwemu odbiorcy indywidualnemu na jego wniosek przez wójta, burmistrza lub prezydenta miasta<sup>40</sup>. Zgodnie z art. 5c ust. 2 Prawa energetycznego wynosi on rocznie nie więcej niż 30% iloczynu limitu zużycia energii elektrycznej<sup>41</sup> oraz średniej jej ceny dla gospodarstw domowych, ogłaszanej na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. d tej ustawy.

Na niską efektywność systemu dodatków energetycznych w Polsce zwraca uwagę raport NIK. Świadczą o niej znaczne rozbieżności między maksymalnymi limitami wydatków z budżetu państwa w formie dotacji celowych na lata 2014–2017 na wypłatę dodatków energetycznych a faktycznie wydatkowanymi kwotami tych dodatków (rys. 36). Na przykład w 2017 r. limit wyniósł 132 mln zł, zaś wydatkowano tylko 15,7 mln zł, co stanowiło 11,9% zaplanowanej kwoty<sup>42</sup>.

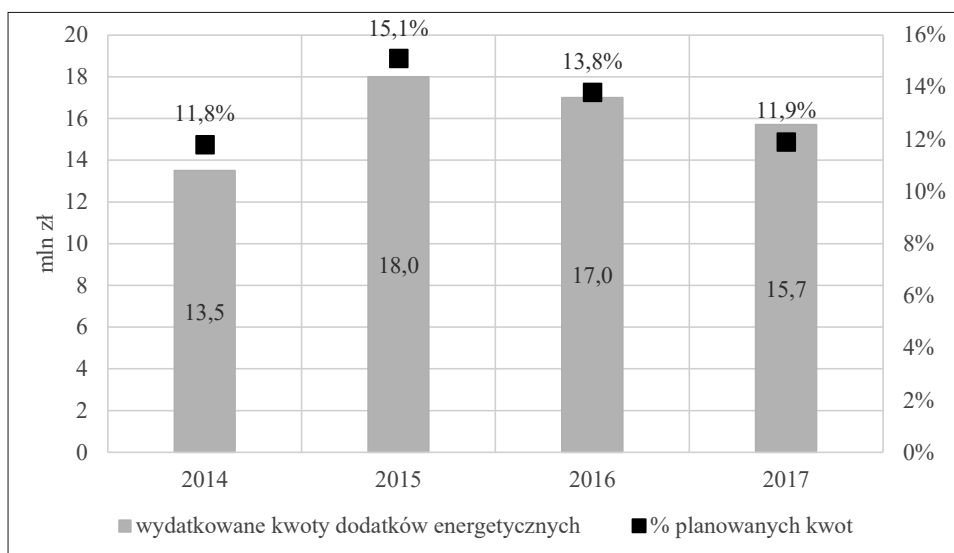
38 Np. w pierwszym roku funkcjonowania nowej ustawy do ich rachunków doliczano bowiem „opłatę OZE” w wysokości 2,27 zł/MWh.

39 K. Świrski, *Iluzja i klęska...*

40 *Ochrona praw konsumenta...*, s. 25.

41 Wysokość tego limitu w roku kalendarzowym wynosi: 900 kWh dla gospodarstwa domowego prowadzonego przez osobę samotną, 1250 kWh dla gospodarstwa domowego składającego się z dwóch do czterech osób oraz 1500 kWh dla gospodarstwa domowego składającego się z co najmniej pięciu osób.

42 *Ochrona praw konsumenta...*, s. 25.



**Rysunek 36.** Efektywność systemu dodatków energetycznych w Polsce

**Źródło:** opracowanie własne na podstawie: *Ochrona praw konsumenta energii elektrycznej. Raport NIK*, Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji, Warszawa 2018.

### 3.2.2.2. Ochrona konkurencyjności odbiorców przemysłowych

Dla ochrony konkurencyjności energochłonnych odbiorców przemysłowych<sup>43</sup> do dyspozycji rządu jest szereg rozwiązań prawnych, mieszczących się w ramach możliwości stwarzanych przez prawodawstwo unijne. W Polsce do najważniejszych z tych rozwiązań, realnie wpływających na obniżenie cen energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych, należy zwolnienie ich z obowiązku wsparcia OZE oraz redukcja akcyzy.

Z ograniczenia kosztów finansowania tego wsparcia korzystają w naszym kraju odbiorcy przemysłowi wykonujący działalność gospodarczą w 65 sektorach wskazanych w załączniku nr 3 do wytycznych EEAG (*Environmental and Energy State Aid Guidelines*)<sup>44</sup>, przy czym zostali oni podzieleni na trzy grupy ze względu na intensywność zużycia energii elektrycznej, tj. od 3 % do 20 %, od 20% do 40% oraz powyżej 40%<sup>45</sup>. Przeważająca większość polskich odbiorców przemysłowych kwalifikuje się do dwóch pierwszych ze wskazanych grup, korzystając przy tym

43 Odbiorca energochłonny podłączony jest do sieci elektroenergetycznej wysokich i najwyższych napięć i zużywa rocznie przynajmniej 400 GWh energii elektrycznej, która stanowi nie mniej niż 15% wartości ich produkcji.

44 Wytyczne KE w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014–2020.

45 A. Kucińska-Bar, P. Manteuffel, *Niemcy wzorem dla Polski we wspieraniu przemysłu energochłonnego?*, <https://www.energetyka24.com> (dostęp: 31.08.2018).

z ograniczenia tych kosztów na poziomie odpowiednio 20% i 40%. Do ostatniej grupy odbiorców przemysłowych, dla której poziom redukcji tych kosztów wynosi 85%, kwalifikuje się w Polsce 40 najbardziej energochłonnych przedsiębiorstw<sup>46</sup>.

W Polsce obowiązuje całkowite zwolnienie z akcyzy energii elektrycznej zużywanej w procesach mineralogicznych, metalurgicznych, redukcji chemicznej i elektrolizy<sup>47</sup>. Obniżka akcyzy dla energii elektrycznej zużywanej przez pozostałe branże przemysłowe sięga kilkunastu procent, przy czym obniżka ta realizowana jest w postaci stosownego zwrotu dokonywanego na wniosek przedsiębiorstwa.

Prawodawstwo UE dopuszcza znacznie szerszy zakres rozwiązań umożliwiających ochronę energochłonnych odbiorców przemysłowych. W naszym kraju nie funkcjonuje np. instrument w postaci rekompensat kosztów pośrednich emisji gazów cieplarnianych. Dotychczas nie został również wprowadzony system redukcji kosztów finansowania wsparcia wysokosprawnej kogeneracji, chociaż w procedowanym projekcie ustawy o promowaniu energii elektrycznej z tej kogeneracji planowany jest taki system (na wzór analogicznego systemu dotyczącego redukcji kosztów wsparcia OZE). Polscy odbiorcy przemysłowi nie korzystają także z zatwierdzonego przez KE systemu redukcji składników opłat przesyłowych i dystrybucyjnych oraz możliwości obniżenia stawki opłaty koncesyjnej uiszczanej na rzecz władz lokalnych.

### 3.2.2.3. Ustawa o cenach energii elektrycznej

Spektakularną formą ochrony odbiorców energii elektrycznej w Polsce było uchwalenie tzw. ustawy prądowej<sup>48</sup>. W obliczu dynamicznie rosnących hurtowych cen energii elektrycznej we wrześniu 2018 r. rząd zdecydował się bowiem na ich utrzymanie w 2019 r. na poziomie z dnia 30 czerwca 2018 r. O skali przedsięwzięcia świadczy fakt, że zamrożenie cen energii elektrycznej objęło aż 17,5 mln odbiorców finalnych, w tym gospodarstwa domowe, jednostki samorządu terytorialnego i przedsiębiorstwa, a jego koszt, obciążający budżet państwa, oszacowano na ponad 8 mld zł.

Pierwszy z kluczowych elementów ustawy o cenach energii elektrycznej zakłada obniżenie stawki akcyzy na energię elektryczną z 20 do 5 zł za MWh<sup>49</sup>. Zgodnie z oceną skutków tej ustawy rachunki odbiorców energii elektrycznej z tego tytułu

46 Liczba tych przedsiębiorstw wynika z informacji Prezesa URE nr 36/2018 w sprawie wykazu odbiorców przemysłowych z dnia 18 kwietnia 2018 r.

47 Zgodnie z art. 30 ust. 7a ustawy o podatku akcyzowym z dnia 6 grudnia 2008 r. (Dz.U. z 2019 r. poz. 864).

48 Ustawa z dnia 28 grudnia 2018 r. o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. poz. 2538 ze zm.), określana mianem ustawy prądowej lub ustawy o cenach energii elektrycznej.

49 J. Maćkowiak-Pandera, J. Rączka, *Dlaczego ustawa prądowa może wywołać więcej szkody niż pożytku*, Forum Energii, <https://www.forum-energii.eu/pl> (dostęp: 19.02.2019), Warszawa 2019, s. 3.

zostaną obniżone w 2019 r. o kwotę 1,85 mld zł, przy czym w kwocie tej uwzględniona została zarówno obniżka akcyzy, jak i podatku VAT<sup>50</sup>.

Ograniczenie o 95% tzw. opłaty przejściowej, tj. drugi z kluczowych elementów ustawy o cenach energii elektrycznej, ma pozwolić na obniżenie kosztów energii elektrycznej odbiorców o 2,24 mld zł w 2019 r.<sup>51</sup> Dla najliczniejszej grupy gospodarstw domowych, zużywających rocznie ponad 1200 kWh energii elektrycznej, opłatę tę zmniejszono z 6,50 zł do 0,65 zł miesięcznie. Dla pozostałych odbiorców opłata przejściowa wyliczana jest na podstawie tzw. mocy umownej, i tak np. dla energochłonnych odbiorców przemysłowych spadnie ona, zgodnie z ustawą, z 1,10 zł do 0,06 zł na każdy kilowat tej mocy.

Trzecim z wiodących elementów ustawy o cenach energii elektrycznej jest pozyskanie środków finansowych ze sprzedaży uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na giełdach w Lipsku i Londynie. Rząd zamierza uzyskać w ten sposób kwotę 5 mld zł, z której 80%, tj. 4 mld zł, zostanie przeznaczony na finansowanie specjalnie utworzonego tzw. Funduszu Różnicy Cen, z którego wypłaty mają stanowić formę zwrotu utraconego przychodu sprzedawcom energii elektrycznej. Pozostała część tej kwoty, tj. 1 mld zł, ma zasilić krajowy system zielonych inwestycji, stanowiący instrument finansowania inwestycji środowiskowych, które pozwolą na obniżenie emisyjności instalacji spalania i budowę nowych niskoemisyjnych źródeł energii.

W efekcie ustawy o cenach energii elektrycznej jej sprzedawcy, którzy po dniu 30 czerwca 2018 r. zawarli umowy sprzedaży z ceną wyższą niż w ostatnio obowiązującej umowie, są zobowiązani do zmiany ich warunków nie później niż do dnia 1 kwietnia 2019 r., ze skutkiem od dnia 1 stycznia 2019 r. Zmiana tych warunków oznacza zmianę ceny energii elektrycznej na cenę nie wyższą niż wskazana w taryfie lub cenniku energii elektrycznej w dniu 30 czerwca 2018 r.

Mechanizm ochrony odbiorców przed wzrostem detalicznych cen energii elektrycznej, wynikający z ustawy prądowej, ma charakter krótkoterminowy. Nie stymuluje on bowiem transformacji polskiej elektroenergetyki, a przez to nie tylko nie usuwa zależności determinujących ten wzrost, lecz także osłabia mechanizmy go ograniczające, w tym głównie mechanizm rynkowy. W efekcie ten mechanizm ochrony odbiorców zmniejsza odporność polskiego systemu elektroenergetycznego na oddziaływanie tych zależności po jego wygaśnięciu z końcem 2019 r., co oznacza większe ryzyko wzrostu detalicznych cen energii elektrycznej.

W 2020 r. wpływ cen pozwoleń na emisje CO<sub>2</sub> na hurtowe ceny energii elektrycznej w Polsce może się okazać znacznie silniejszy niż w 2018 r. Większość analityków przewiduje bowiem znacznie wyższe ceny tych pozwoleń w najbliższym okresie, np. agencja S&P poziom 30 euro za tonę CO<sub>2</sub>, niemiecki bank Berenberg nawet 45 euro za tonę CO<sub>2</sub>, jedynie Refinitive (dawny Thomson Reuters) wskazuje

50 Niższy podatek VAT wynika ze zmniejszenia podstawy opodatkowania, w której akcyza jest zawarta.

51 Sejm przyjął ustawę dot. ustabilizowania cen sprzedaży energii w '19, <https://www.cire.pl> (dostęp: 28.12.2018).

na możliwość ich stabilizacji na (i tak stosunkowo wysokim) poziomie 24 euro za tonę CO<sub>2</sub><sup>52</sup>.

Ustawa prądowa zatrzymuje w 2019 r. wzrost detalicznych cen energii elektrycznej, ale jednocześnie niszczy budowany przez prawie 20 lat zliberalizowany rynek tej energii<sup>53</sup>. Wszelkie próby ustawowego ograniczenia poziomu cen sprzedaży energii elektrycznej w umowach zawartych na warunkach rynkowych doprowadzą bowiem do sytuacji, w której odbiorcy będą mieli coraz mniejszy wybór ofert, gdyż sprzedawcy, szczególnie ci działający poza strukturami grup zintegrowanych, będą wycofywali się z prowadzonej działalności<sup>54</sup>. Symptomy takiej sytuacji pojawiły się już w pierwszych miesiącach 2019 r., kiedy część sprzedawców energii elektrycznej przestała zabiegać o klientów, zwłaszcza przemysłowych i jednostki samorządu terytorialnego, którzy byli największymi beneficjentami wolnego rynku energii<sup>55</sup>.

Wobec dużej niepewności na rynku sprzedawcy energii elektrycznej unikają dużych odbiorców<sup>56</sup>. Sprzedając ją np. hucie, która zużywa jej w ilości 1 TWh rocznie, wartej w lutym 2019 r. ok. 280 mln zł, można bowiem zanotować stratę rzędu nawet 100 mln zł. W kilkunastoletniej historii funkcjonowania detalicznego rynku energii elektrycznej w Polsce taką sytuację należy uznać za bezprecedensową<sup>57</sup>. Odbiorcom, którym nie uda się zawrzeć nowych kontraktów, nie grozi wstrzymanie dostaw energii elektrycznej. Jednak konieczność skorzystania z usług tzw. sprzedawcy rezerwowego wiąże się zwykle z co najmniej trzy razy wyższą ceną rynkową energii elektrycznej<sup>58</sup>.

#### 3.2.2.4. Działania organów regulacyjnych i kontrolnych

Urząd Regulacji Energetyki pełni funkcję regulatora sektora energetycznego w Polsce. W odniesieniu do elektroenergetyki do jego głównych zadań, w istotny sposób wpływających na poziom cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych,

52 Jakie będą skutki ustawy o dotowaniu prądu?, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 31.12.2018).

53 K. Świrski, *Projekt nowelizacji ustawy potocznie zwanej „ustawą o prądzie”*, <https://www.cire.pl> (dostęp: 20.02.2019).

54 *Stanowisko Związku Pracodawców Prywatnych Energetyki w ramach debaty nad poziomem cen energii w umowach sprzedaży realizowanych w warunkach rynkowych*, <https://www.cire.pl> (dostęp: 27.12.2018).

55 *Ustawa o cenach zabija rynek*, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 11.02.2019).

56 Źródłem tej niepewności jest niepokój o możliwość zakwestionowania zapisów ustawy prądowej przez KE oraz rozporządzenia ME z dnia 19 lipca 2019 r. w sprawie sposobu obliczenia kwoty różnicy ceny i rekompensaty finansowej oraz sposobu wyznaczania cen odniesienia (Dz.U. poz. 1369), które zasadniczo determinują sytuację finansową sprzedawców energii elektrycznej na rynku.

57 *URE pisze do rządu: przemysł ma problem ze znalezieniem sprzedawców prądu*, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 20.02.2019).

58 *Ustawa o cenach...*

należy zatwierdzanie taryf na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej oraz cen tej energii w segmencie gospodarstw domowych. Taryfowanie cen energii elektrycznej jest szczególnym przejawem ochrony odbiorców indywidualnych przed nadmiernym ryzykiem, w tym ryzykiem nieuzasadnionego ich wzrostu. Powinno ono jednocześnie zapewniać firmom energetycznym kondycję finansową na poziomie umożliwiającym finansowanie zamierzeń inwestycyjnych, modernizacyjnych i remontowych<sup>59</sup>.

W opinii KE regulacja cen energii elektrycznej może ograniczać rozwój skutecznej konkurencji rynkowej, hamować inwestycje i pojawianie się nowych uczestników rynku. Zniesienie tej regulacji może prowadzić do wzmocnienia konkurencji między sprzedawcami energii elektrycznej oraz do wzrostu aktywności rynkowej odbiorców, przejawiającej się w samodzielnym poszukiwaniu informacji przed zakupem energii lub zmianą jej sprzedawcy, a w przypadku problemów w chęci skorzystania z szybkich, tanich i skutecznych narzędzi dochodzenia roszczeń. Dlatego też KE w strategii ramowej na rzecz unii energetycznej zobowiązała państwa członkowskie UE do stopniowego znoszenia cen regulowanych i opracowania planu działań jemu służących.

Prezes URE nie podjął dotychczas decyzji o pełnej liberalizacji polskiego rynku energii elektrycznej, podnosząc argument o braku właściwego poziomu ochrony odbiorców, w szczególności odbiorców wrażliwych oraz o braku rozwiązania problemu ubóstwa energetycznego. Wskazywał on, że dotychczas w wystarczającym stopniu nie została uregulowana, na poziomie ustawowym, kwestia sprzedaży rezerwowej, szczególnie wobec odbiorców z gospodarstw domowych<sup>60</sup>. Zniesienie regulacji cen energii elektrycznej dla tej grupy odbiorców nie jest jeszcze możliwe także ze względu na brak powszechności stosowania umów kompleksowych w ofertach alternatywnych sprzedawców, tzw. GUD-K (Generalna Umowa Dystrybucji dla Usługi Kompleksowej).

Dodatkowo w ostatnich latach pojawiły się nowe zagrożenia dla odbiorców z gospodarstw domowych, takie jak np. stosowanie nieuczciwych praktyk handlowych w procesie zmiany sprzedawcy oraz nieskuteczna ochrona przed tymi zagrożeniami przez organy państwa. Przeciwnie odejściu od regulowania cen energii elektrycznej dla odbiorców z gospodarstw domowych, w aktualnych uwarunkowaniach polskiego rynku energii elektrycznej, było także ME, które podnosiło brak odpowiedniej ochrony w przypadku nadmiernej zmienności tych cen w związku z deregulacją tego rynku.

Ochronę interesów konsumentów na rynku energii elektrycznej w Polsce wykonuje UOKiK, tj. centralny organ antymonopolowy administracji rządowej. Urząd ten chroni konkurencję w układzie horyzontalnym, co oznacza, że jego kompetencje w tym zakresie nie są ograniczone do konkretnego sektora gospodarki. Istota sprawowania tej kontroli w przypadku rynku energii elektrycznej wynika z faktu,

59 <https://www.ure.gov.pl> (dostęp: 18.03.2018).

60 *Ochrona praw konsumenta...*, s. 19.

iż jest on przykładem rynku sieciowego. Oznacza to, że podejmowanie działalności na nim wymaga korzystania z przeznaczonej mu infrastruktury, której powielanie jest ekonomicznie nieuzasadnione. Co więcej, rynki zarządzania tą infrastrukturą mają najczęściej charakter monopolu naturalnych, co niejako z założenia wyklucza konkurencję, której beneficjentami są odbiorcy energii elektrycznej.

Głównym instrumentem UOKiK ochrony interesów odbiorców na rynku energii elektrycznej jest zakaz stosowania praktyk ograniczających konkurencję na tym rynku przez firmy energetyczne. Zakaz ten dotyczy w szczególności zawierania przez nie niedozwolonych porozumień oraz nadużywania dominującej pozycji rynkowej, co ma charakter praktyki eksploatacyjnej i polega na wykorzystywaniu odbiorców, tj. słabszych ekonomicznie uczestników rynku energii elektrycznej, których wybory rzutują na kondycję finansową i dynamikę rozwoju tych firm.

Odbiorcy, zwłaszcza indywidualni, są słabszą stroną transakcji zawieranych na rynku energii elektrycznej, ponieważ są często pozbawieni możliwości negocjowania postanowień umów, nie znają dokładnie jakości i pochodzenia energii, często nie wiedzą, czy jej sprzedawca jest rzetelnym partnerem. Dlatego muszą oni być wspierani przez system, zapewniający im ochronę zarówno w sprawach indywidualnych, jak i zabezpieczający ich interesy jako zbiorowości. Te ostatnie wynikają głównie z zawieranych z nimi umów sprzedaży, umów o świadczenie usług przesyłu i dystrybucji, umów kompleksowych i umów przyłączeniowych<sup>61</sup>. Z przeprowadzonego w 2011 r. przez UOKiK badania wynikało, że na 44 wzorce umów, aż 37 zawierało nieprawidłowości. Stwierdzono także 101 różnego rodzaju uchybień. W latach 2014–2017 w UOKiK prowadzonych było 12 postępowań w sprawie praktyk naruszających zbiorowe interesy odbiorców energii elektrycznej, z których 7 potwierdziło te praktyki<sup>62</sup>.

Priorytetem UOKiK jest bezwzględne zwalczanie najbardziej szkodliwych rodzajów porozumień antykonkurencyjnych na rynku energii elektrycznej, tj. karteli dzielących go i ustalających ceny, najczęściej mających tajny charakter. Odbiorcy energii elektrycznej mogą się ustrzec przed powstawaniem i skutkami tego typu porozumień jedynie wtedy, gdy władze publiczne potrafią je skutecznie wykrywać i zwalczać<sup>63</sup>.

Do nadużywania pozycji rynkowej dochodzi zazwyczaj wówczas, gdy firma energetyczna osiąga taką przewagę nad konkurentami, że nie musi się obawiać ich konkurencji ani liczyć się z kontrahentami i odbiorcami. Można sądzić, że dominującą pozycję rynkową firmy energetycznej wyznacza jej 40% udział w rynku. Typowymi przejawami nadużywania tej pozycji jest bezpośrednie lub pośrednie narzucanie nieuczciwych cen (w tym cen nadmiernie wygórowanych albo rażąco niskich), stosowanie uciążliwych warunków umów przynoszących nieuzasadnione

61 *Pozycja konsumenta na rynku energii elektrycznej*, UOKiK, Warszawa–Wrocław 2011, s. 107.

62 *Ochrona praw konsumenta...*, s. 6 i 51.

63 *Polityka ochrony konkurencji i konsumentów*, UOKiK, Warszawa 2015, s. 30.



korzyści, a także działania mające na celu niedopuszczenie do wejścia na rynek nowych podmiotów bądź rozwoju już działających<sup>64</sup>.

Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów przeciwdziała nadmiernej koncentracji rynkowej, zwłaszcza w sferze dystrybucji i obrotu energią elektryczną, tak aby po pełnym uwolnieniu cen tej energii nie było przeszkód dla swobodnego rozwoju konkurencji. Łączenie się firm lub ich części nierzadko przynosi istotne korzyści gospodarcze. Możliwość szybkiej realokacji aktywów produkcyjnych jest bowiem jednym z podstawowych mechanizmów zapewniających efektywność w systemie gospodarki rynkowej.

Jednak nie każda koncentracja jest pożądana ze społecznego punktu widzenia. Dlatego też UOKiK posiada daleko idące uprawnienia w zakresie kontroli koncentracji i dokonuje oceny transakcji pod względem ich wpływu na rynek. Jeśli zachodzą przesłanki wskazujące, że koncentracja może spowodować istotne ograniczenie konkurencji, UOKiK może wydać zgodę obwarowaną spełnieniem przez wnioskodawcę dodatkowych warunków. W przypadku, gdy nie będzie to możliwe, czyli gdy nie istnieją środki przeciwdziałające istotnemu ograniczeniu konkurencji, może zakazać transakcji.

Przykład zgody warunkowej UOKiK dotyczył przejęcia aktywów EDF Polska S.A. przez PGE S.A. z października 2017 r., dzięki której spółka przejmująca umocniła swoją dominującą pozycję na polskim rynku energii elektrycznej i stała się największym dostawcą ekologicznego ciepła systemowego w kraju. Transakcja doszła do skutku pod warunkiem sprzedaży na giełdzie w latach 2018–2021 pełnego wolumenu energii elektrycznej wytwarzanej przez Elektrownię Rybnik. Warunek ten miał prowadzić do zwiększenia płynności giełdowego obrotu energią elektryczną i korzystnego wpływu na konkurencyjność rynku energii<sup>65</sup>.

W styczniu 2011 r. UOKiK zakazał przejęcia przez PGE S.A. kontroli nad Energa S.A. Organ antymonopolowy nie wyraził zgody na przedmiotową koncentrację, ponieważ w jej wyniku zniknąłby z rynku jeden z największych konkurentów PGE S.A. na rynku sprzedaży detalicznej energii elektrycznej. Ponadto przejęcie przez PGE S.A. kontroli nad Energa S.A. negatywnie wpłynęłoby na strukturę tego rynku i w istotnym stopniu ograniczyłoby odbiorcom energii elektrycznej możliwość wyboru sprzedawcy. W efekcie skutek tej niedoszłej koncentracji mógłby być niekorzystny dla kształtowania się wskaźnika zmiany sprzedawcy, ponieważ ograniczona zostałaby propozycja ofertowa<sup>66</sup>.

Najwyższa Izba Kontroli wspiera konkurencję na rynku energii elektrycznej w Polsce, stojąc na straży wykonywania lub prawidłowego wykonywania swoich statutowych zadań przez ME, URE i UOKiK. W kontroli przeprowadzonej w 2017 r. NIK wskazała np. na niewydolność systemu ochrony odbiorcy energii

64 Kompetencje Prezesa UOKiK, <https://www.uokik.gov.pl> (dostęp: 18.03.2019).

65 Grupa PGE otrzymała zgodę na przejęcie EDF Polska, <https://www.gkpge.pl> (dostęp: 5.10.2017).

66 UOKiK zakazał koncentracji pomiędzy PGE oraz Energa, <http://archiwum.gf24.pl> (dostęp: 21.01.2011).

elektrycznej, co przyczyniło się do rozwoju nieuczciwych praktyk handlowych, mających na celu osiąganie zysków kosztem najsłabszych grup społecznych. W opublikowanym w 2018 r. raporcie zwrócono uwagę na niedoszacowanie wysokości pomocy państwa oraz nadmierne skomplikowanie procedur przyznawania dodatków energetycznych, które zniechęcały odbiorców wrażliwych do korzystania z nich. W efekcie pomoc nie trafiała do wszystkich osób dotkniętych ubóstwem energetycznym.

Wobec problemów odbiorców z odczytywaniem faktur za energię elektryczną za niezbędne uznano pilne podjęcie działań w zakresie zwiększenia ich przejrzystości i klarowności. Zwrócono uwagę, że czytelność i zrozumiałość faktur może pozytywnie wpłynąć na zachowanie odbiorcy końcowego, w tym może być źródłem informacji niezbędnej do podjęcia przez niego decyzji o zmianie sprzedawcy. Na decyzję tę wpływa bowiem świadomość, które elementy wykazane na fakturze ulegną zmianie oraz jak ta zmiana wpłynie na wysokość opłaty za energię elektryczną. Według badań przeprowadzonych przez KE, Polska plasowała się na 25. miejscu spośród państw członkowskich UE pod względem postrzegania przez klientów czytelności rachunków za energię elektryczną<sup>67</sup>.

### 3.2.3. Współkształtowanie polityki energetycznej UE

Kierunki wprowadzania konkurencji na rynek energii elektrycznej w Polsce determinują w dużym stopniu założenia wynikające z polityki energetycznej UE. Założenia te są bowiem implementowane do polskiego prawa i wpływają na funkcjonowanie tego rynku i zachowania jego uczestników<sup>68</sup>. Dla polskiej elektroenergetyki, ze względu na oparcie wytwarzania energii elektrycznej na węglu, ich realizacja (zwłaszcza tych związanych z ograniczeniem jej oddziaływania na środowisko) stanowi duże wyzwanie<sup>69</sup>. Jego podjęcie budzi duże kontrowersje w naszym kraju, ponieważ łączy się z dużą presją na wzrost cen energii elektrycznej oraz konsekwencjami gospodarczymi i społecznymi, które mogą się stać jego pochodną. Mimo to Polska od początku transformacji polityczno-gospodarczej podejmuje działania i inicjatywy wynikające z polityki energetycznej UE, zmierzające do ochrony środowiska. Nasz kraj ograniczył bowiem np. w latach 2008–2012 o 28,9% emisję CO<sub>2</sub> (w stosunku do roku bazowego 1988), kilkakrotnie przekraczając sześcioprocenowy, wyznaczony protokołem z Kioto, poziom jej redukcji<sup>70</sup>.

67 *Ochrona praw konsumenta...*, s. 14.

68 J. Paska, *Polityka energetyczna Polski na tle polityki energetycznej Unii Europejskiej*, „Polityka Energetyczna” 2013, t. 16, z. 4, s. 7.

69 T. Motowidlak, *Dylematy Polski w zakresie wdrażania polityki energetycznej Unii Europejskiej*, „Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal” 2018, t. 21, z. 1, s. 3.

70 T. Motowidlak, *Główne linie podziału między Komisją Europejską a Polską w zakresie polityki energetycznej*, „Folia Oeconomica Acta Universitatis Lodzensis” 2018, nr 1(333), s. 209.

Korzystając z uprawnień przysługujących państwu członkowskiemu UE, rząd polski aktywnie współuczestniczy w kształtowaniu polityki energetycznej UE, dążąc do wypracowania takich jej mechanizmów, które nie będą prowadziły do znacznych wzrostów cen energii elektrycznej w naszym kraju. Wobec coraz bardziej zdecydowanego kursu UE na dekarbonizację elektroenergetyki i jego poparcia przez większość państw członkowskich UE (w tym państw wiodących) wypracowanie takich mechanizmów staje się coraz mniej możliwe. Wydaje się, że w tych uwarunkowaniach politycznych realne staje co najwyżej wynegocjowanie okresów przejściowych w ich wdrażaniu. Polityka energetyczna UE staje się bowiem *sui generis* instrumentem realizacji interesów gospodarczych niektórych państw UE<sup>71</sup>.

Do najbardziej istotnych osiągnięć rządu polskiego, łagodzących wpływ polityki energetycznej UE na ceny energii elektrycznej, należy zaliczyć możliwość korzystania przez elektrownie naszego kraju z darmowych pozwoleń na emisje CO<sub>2</sub> w latach 2013–2019<sup>72</sup>. Możliwość ta stała się elementem pierwszego pakietu klimatyczno-energetycznego UE z grudnia 2008 r. i oznaczała zakup tylko 30% tych pozwoleń w 2013 r. oraz dochodzenie do pełnych odpłatności do 2020 r. Przyjęcie tego pakietu w pierwotnej formie, tzn. zakładającego pełną odpłatność polskich elektrowni za pozwolenia na emisje CO<sub>2</sub>, wiązało się z ryzykiem nawet dwukrotnego wzrostu cen energii elektrycznej w naszym kraju. W uwarunkowaniach cenowych z 2008 r. dla przeciętnego polskiego gospodarstwa domowego ryzyko to oznaczało możliwość wzrostu z 700 do 1000 zł rocznego kosztu za tę energię w okresie co najwyżej pięciu lat<sup>73</sup>. W 2014 r., przy okazji negocjowania zapisów drugiego pakietu klimatyczno-energetycznego, Polska wynegocjowała możliwość przekazywania elektrowniom bezpłatnie 40% (później limit ten zwiększono do 60%) pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> do 2030 r.<sup>74</sup>

Stanowisko Polski, eksponujące wysokie koszty przebudowy opartej na węglu krajowej energetyki i związany z nimi wpływ na wzrost cen energii elektrycznej, przyczyniło się do tego, że w dyrektywie IED, która weszła w życie z dniem 1 stycznia 2016 r., znalazły się derogacje<sup>75</sup>. Dla wielu konwencjonalnych wytwórców energii elektrycznej i ciepła w Polsce sprostanie nowym zaostrzonym standardom emisyjnym stanowiło cel niemożliwy do realizacji bez dokonania stosownych inwestycji. Rozwiązania derogacyjne pozwoliły na przesunięcie realizacji tego celu na lata późniejsze niż 2020 r. Wprowadziły one także czasowe limity pracy dla tych

71 P. Jeżowski, *Polityka klimatyczne UE a rozwój polskiej energetyki konwencjonalnej*, „Kwartalnik Kolegium Społeczno-Ekonomicznego. Studia i Prace” 2011, nr 2, s. 144.

72 A. Stojewska, *Klimatyczny kompromis*, „Rzeczpospolita”, 13.12.2008.

73 A. Stojewska, *Elektrownie zapłacą za emisję*, „Rzeczpospolita”, 8.10.2008.

74 R. Zasuń, *Gorzki koniec negocjacji w sprawie CO<sub>2</sub>*, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 10.11.2017).

75 G. Wojtkowska-Łodej, A. Graczyk, A.T. Szablewski, *Uwarunkowania rozwoju energetyki w zakresie polityki energetycznej i regulacyjnej*, Dom Wydawniczy Elipsa, Warszawa 2016, s. 55.

instalacji wytwórczych, które ze względu na zaawansowany wiek i znaczny stopień wyeksploatowania nie były uwzględnione w planie modernizacji<sup>76</sup>.

Mimo dużej aktywności i stanowczości polskiego rządu nie udało się w listopadzie 2017 r. wprowadzić do porozumienia w sprawie reformy europejskiego systemu handlu pozwoleniami na emisję CO<sub>2</sub> korzystnych dla polskiej elektroenergetyki rozwiązań. Nie zdołano bowiem zapobiec uruchomieniu tzw. mechanizmu rynkowej rezerwy stabilizacyjnej (MSR), który zakłada stopniowe zmniejszanie od 2019 r. liczby tych pozwoleń, sprzedawanych na aukcjach wytwórcom energii elektrycznej, co oznacza nieuchronny wzrost ich cen<sup>77</sup>. Nie przyniosły rezultatu dążenia Polski do zwiększenia ponad 2% przychodów z aukcji pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub>, funduszu modernizacyjnego, którego środki mają służyć finansowaniu projektów dotyczących efektywności energetycznej, odnawialnych źródeł energii, infrastruktury przesyłowej, magazynowania energii, ciepła sieciowego i elektryfikacji transportu. Co istotne, z zakresu finansowania środkami tego funduszu wykluczono praktycznie inwestycje w energetykę węglową, o co usilnie zabiegał nasz kraj<sup>78</sup>. Był to główny powód, dla którego w lutym 2017 r. na forum Rady Europejskiej nasz kraj był przeciwny projektowi reformy europejskiego systemu handlu pozwoleniami na emisję CO<sub>2</sub><sup>79</sup>. Zgodnie z wyliczeniami PKEE, w wyniku ostatecznego zatwierdzenia tej reformy w lutym 2018 r., najwięksi wytwórcy energii elektrycznej w kraju będą musieli wydać na zakup tych pozwoleń ok. 130 mld zł w latach 2021–2030<sup>80</sup>.

W październiku 2018 r., w reakcji na dynamicznie rosnące ceny pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub>, rząd Polski wystąpił do KE z prośbą o zwołanie Komitetu ds. Zmian Klimatu (CCC) i podjęcie interwencji<sup>81</sup> na rynku pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub><sup>82</sup>. Stabilne funkcjonowanie rynku pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> ma bowiem bardzo duże znaczenie dla wytwarzania energii elektrycznej w Polsce, ponieważ wywiera

76 M. Tomasik, *Nowe standardy emisyjne w dyrektywie IED dotyczące źródeł spalania paliw – ich transpozycja i wejście w życie*, <https://www.cire.pl> (dostęp: 4.12.2014).

77 W połowie 2018 r. na rynku było prawie 1655 mld pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub>. Będą one przekazywane do rezerwy stabilizacyjnej (MSR), dopóki łączna ich liczba w obiegu będzie przekraczała 833 mln, za: *KE podała ile uprawnień do emisji trafi do rezerwy stabilizacyjnej*, <http://biznesalert.pl> (dostęp: 16.05.2018).

78 *Porozumienie o reformie polityki klimatycznej izoluje Polskę*, <http://biznesalert.pl> (dostęp: 10.11.2017).

79 W. Jakóbiak, *Polska przegrywa politykę klimatyczną*, <http://biznesalert.pl> (dostęp: 11.11.2017).

80 *EU ETS: Rada zatwierdziła reformę polityki klimatycznej*, <http://biznesalert.pl> (dostęp: 27.02.2018).

81 *Polska interweniuje w Brukseli w sprawie cen CO<sub>2</sub>. Jakie są szanse na sukces?*, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 19.10.2018).

82 Zgodnie z art. 29a dyrektywy 2003/87/UE o europejskim systemie handlu emisjami obowiązek niezwłocznego zwołania posiedzenia Komitetu ds. Zmian Klimatu powstaje, „jeżeli przez okres dłuższy niż sześć kolejnych miesięcy ceny pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> są ponad trzykrotnie wyższe od średniej ich ceny na europejskim rynku z dwóch poprzednich lat”.

korzystny i przewidywalny wpływ na jego koszty i w konsekwencji na jej ceny<sup>83</sup>. W opinii polskiego rządu powodem nagłego wzrostu cen tych pozwoleń były działania spekulacyjne. Nie było bowiem żadnych realnych powodów, które leżałyby u podstaw tego wzrostu<sup>84</sup>. Z apelem do KE o podjęcie interwencji zwrócił się także PKEE, który zaznaczył, że KE nie może pozwolić na zbyt gwałtowne wzrosty cen energii elektrycznej, aby utrzymać konkurencyjność europejskiej gospodarki i nie uszczuplać zasobności obywateli państw członkowskich UE<sup>85</sup>.

### 3.3. Inicjatywy odbiorców energii elektrycznej

#### 3.3.1. Samodzielne wytwarzanie energii elektrycznej

##### 3.3.1.1. Samodzielne wytwarzanie energii elektrycznej przez odbiorców przemysłowych

Wytwarzanie energii elektrycznej na własne potrzeby staje się powoli trendem cechującym dużych odbiorców przemysłowych, którzy aby utrzymać konkurencyjność, inwestują w rozwój mocy wytwórczych, zarówno konwencjonalnych, jak i odnawialnych. Głównie dla tych odbiorców dodatkowym motywem do podejmowania tych działań jest perspektywa uwzględnienia w cenie detalicznej energii elektrycznej większości kosztów funkcjonowania rynku mocy<sup>86</sup>.

Odbiorcy przemysłowi dążą do rozwoju własnych mocy wytwórczych (i inwestują w efektywność energetyczną) nie tylko ze względu na ryzyko wzrostu cen energii elektrycznej, ale także z powodu zapewnienia sobie niezawodności jej dostaw. Dla konkurencyjności odbiorców przemysłowych znacznie większym zagrożeniem niż wzrost tych cen są bowiem przerwy w jej dostawach. Wobec rosnącej awaryjności polskich elektrowni ryzyko wystąpienia tych przerw w ostatnich latach znacznie wzrosło. Jeszcze kilka lat temu średnie ubytki mocy z powodu awarii bloków energetycznych nie przekraczały 1 GW, a w pierwszej połowie 2018 r. niemal cały czas przekraczały one 2 GW. W 2017 r. w polskich elektrowniach

83 *Minister Energii wezwał KE do interwencji na rynku CO<sub>2</sub>*, <https://www.pb.pl> (dostęp: 15.10.2018).

84 *W. Mielczarski, Wzrost ceny pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> jest wynikiem spekulacji na ich rynku*, <https://www.cire.pl> (dostęp: 15.10.2018).

85 *PKEE namawia Brukselę do interwencji na rynku uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>*, <https://www.cire.pl> (dostęp: 16.10.2018).

86 Zgodnie z ustawą o rynku mocy odbiorcy przemysłowi i jednostki samorządu terytorialnego poniosą ok. 75% kosztów funkcjonowania rynku mocy, za: *Rynek mocy pokazał swoją moc*, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 16.11.2018).

doszło łącznie do 442 awarii, które spowodowały w sumie przestoje trwające ponad 27,2 tys. godzin<sup>87</sup>.

Energia elektryczna jest coraz istotniejsza dla polskiego przemysłu. Jej zużycie rośnie bowiem kosztem paliw i ciepła sieciowego. Głównym powodem tego trendu jest postępująca elektryfikacja procesów produkcyjnych, co wynika z rosnącego stopnia ich mechanizacji, oraz zmiana struktury przemysłu w kierunku branż wymagających szerokiego stosowania silników elektrycznych i chłodzenia hal produkcyjnych niż wykorzystania ciepła i pary przemysłowej<sup>88</sup>.

Największe osiągnięcia w zakresie uniezależniania się od zewnętrznych dostawców energii elektrycznej i zmniejszania przez to stopnia narażenia przedsiębiorstwa na ryzyko znacznych wzrostów cen tej energii bądź wprowadzenia ograniczeń w jej poborze<sup>89</sup> mają w Polsce przede wszystkim PKN Orlen S.A. i KGHM Polska Miedź S.A. Aby sprostać wyzwaniom stojącym przed polską gospodarką w zakresie zaopatrzenia w konkurencyjną cenowo energię elektryczną, w tym samym kierunku zmierzają także działania podejmowane przez inne przedsiębiorstwa, w tym w szczególności przez: Zakłady Azotowe Puławy S.A., Spółdzielnię Mleczarską Mlekovita, Arcelor Mittal Poland S.A., JSW S.A. oraz Synthos S.A.

Spółka PKN Orlen S.A. posiada aktualnie jednostki wytwórcze we Włocławku, Płocku, Trzebini oraz Jedliczu. Płocka spółka naftowa dysponuje także własnymi blokami energetycznymi w Możejkach na Litwie oraz w Spolanie, Litwinowie, Pardubicach i w Kolinie w Czechach. Łącznie potencjał wytwórczy PKN Orlen S.A. wynosi 1,9 GWe i 6,1 GWt, który pozwala na wytwarzanie ok. 7 TWh energii elektrycznej, co odpowiada za ok. 4,5% łącznej jej generacji w Polsce<sup>90</sup>. Z punktu widzenia *modus operandi* PKN Orlen S.A., a także innych spółek podejmujących podobną aktywność, na szczególną uwagę zasługuje oddany do użytku w czerwcu 2018 r. blok gazowo-parowy w Płocku. Jest to bowiem najnowocześniejsza jednostka w Polsce, o mocy elektrycznej 600 MWe i cieplnej 520 MWt. Blok zlokalizowany jest na terenie płockiego zakładu rafineryjno-petrochemicznego, zaś jego budowa kosztowała ok. 1,7 mld zł<sup>91</sup>. Nowe bloki gazowo-parowe w Płocku i we Włocławku dostarczyły w 2017 r. niemal 3,1 TWh energii elektrycznej, co stanowiło ok. 1/3 produkcji energii elektrycznej z gazu w Polsce<sup>92</sup>.

Spółka KGHM Polska Miedź S.A., tj. największy w Polsce odbiorca energii elektrycznej, zużywający jej rocznie w ilości 2,8 TWh, dzięki wykorzystaniu 80 MW

87 *Rośnie awaryjność polskich elektrowni*, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 12.02.2019).

88 M. Bukowski, A. Śniegocki, *Energia elektryczna a konkurencyjność przemysłu*, Forum Analiz Ekonomicznych, <http://www.fae.org.pl>, Warszawa, listopad 2014, s. 10.

89 Sytuacja taka wystąpiła np. w sierpniu 2015 r.

90 Spółka PKN Orlen S.A. ogłosiła również postępowanie przetargowe na zakup wstępnej koncepcji technicznej, która określi możliwości przygotowania i realizacji projektu budowy morskich farm wiatrowych na Bałtyku.

91 *Czas energoniezależności. Polski biznes inwestuje we własne moce wytwórcze*, <https://www.energetyka24.com> (dostęp: 15.01.2019).

92 *Coraz więcej prądu z gazu*, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 26.02.2018).

mocy własnych bloków gazowo-parowych w Polkowicach i Głogowie pokrywa już dziś do 30% swojego zapotrzebowania na tę energię<sup>93</sup>. Nowa strategia spółki zakłada, że do 2030 r. ok. 50% energii elektrycznej przez nią zużywanej będzie pochodzić z własnych źródeł konwencjonalnych i OZE. Dąży ona bowiem do proporcjonalnego rozwoju źródeł gazowo-parowych, fotowoltaicznych i wiatrowych.

### 3.3.1.2. Rozwój energetyki prosumenckiej i klastrów energii

Dążenie do samodzielnego wytwarzania energii elektrycznej staje się też coraz wyraźniejszym trendem wśród mniejszych odbiorców energii elektrycznej, z gospodarstwami domowymi włącznie. Podjęcie samodzielnego wytwarzania energii elektrycznej wiąże się ze stosowaniem przez tych odbiorców rozwiązań prosumenckich, które polegają na wykorzystaniu własnych instalacji odnawialnych, głównie wiatrowych i fotowoltaicznych. Poza ryzykiem wzrostu cen energii elektrycznej, które jest istotne w obliczu rosnącego uzależnienia gospodarstw domowych od urządzeń elektrycznych, znaczącym motywem rozwoju energetyki prosumenckiej jest dywersyfikacja źródeł pozyskiwania tej energii i zmniejszenie przez to stopnia zależności od dostaw systemowych.

Fundament dla rozwoju energetyki prosumenckiej w Polsce stworzyła ustawa OZE. Zawiera ona bowiem definicję prosumenta<sup>94</sup>, która obejmuje nie tylko (jak wcześniej) gospodarstwa domowe, ale także szkoły, kościoły i wspólnoty mieszkaniowe<sup>95</sup>. Funkcjonujący dotychczas system taryf gwarantowanych został zastąpiony nowym systemem wsparcia, którego centralnym elementem stał się mechanizm *net metering* (system opustów), stwarzający możliwość rozliczenia różnic między energią wytworzoną i wprowadzoną do sieci dystrybucyjnej i energią z niej pobraną. W tych uwarunkowaniach sieć pełni zatem funkcję „magazynu energii”, w którym prosumenci łatwo mogą lokować nadwyżki wytworzonej przez siebie energii elektrycznej. Zgodnie z ustaleniami za każdą wprowadzoną do sieci 1 kWh energii elektrycznej mogą odebrać o dowolnej dla siebie porze 0,8 kWh (w przypadku instalacji o mocy do 10 kW) lub 0,7 kWh (w przypadku mikroinstalacji o mocy do 40 kW) energii. System opustów obowiązuje w okresie 15 lat, a rozliczenia są realizowane w cyklach rocznych.

Bardziej zaawansowaną formą stosowania rozwiązań prosumenckich, wprowadzoną ustawą OZE, jest tworzenie klastrów energii, tj. cywilnoprawnych porozumień, w skład których mogą wejść osoby fizyczne, osoby prawne, jednostki naukowe, instytuty badawcze lub jednostki samorządu terytorialnego (w tym

93 Czy duży przemysł będzie energetycznie niezależny?, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 26.02.2018).

94 Za prosumenta uznano odbiorcę końcowego wytwarzającego energię elektryczną z OZE w mikroinstalacji w celu jej zużycia na potrzeby własne, niezwiązane z wykonywaną działalnością (gospodarczą).

95 Sejm znówelizował ustawę o odnawialnych źródłach energii, <https://energetyka.wnp.pl> (dostęp: 7.06.2016).

prosumenci), dotyczących wytwarzania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną z OZE lub z innych źródeł, w ramach sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV. Celem powołania klastra energii jest zatem funkcjonalne wydzielenie określonego obszaru infrastruktury sieciowej, w obrębie której, na podstawie postanowień umowy dystrybucyjnej, jedni jego członkowie mogliby sprzedawać wytworzoną energię elektryczną innym jego uczestnikom, dokonując w ramach klastra (za pośrednictwem koordynatora klastra) jej bilansowania. Z kolei wytworzone przez członków klastra nadwyżki energii elektrycznej, które nie zostały zakupione przez innych jego członków, mogą zostać rozliczone z OSD<sup>96</sup>. W tym ujęciu klastry energii stanowią koncepcję zagospodarowania lokalnych zasobów OZE, wpływając przez to korzystnie nie tylko na lokalną samowystarczalność energetyczną, lecz także na daleko posuniętą niezależność od rynkowych cen wytworzonej systemowo energii elektrycznej.

Rozwój energetyki prosumenckiej i klastrów energii wzmacnia konkurencję na rynku energii elektrycznej, zapobiegając nadmiernym wzrostom jej cen. Wielcy wytwórcy konwencjonalni będą bowiem mogli podnosić ceny energii elektrycznej tylko do poziomu wyznaczonego kosztem produkcji energii z OZE ze źródeł należących do prosumenckich<sup>97</sup>. Siła oddziaływania energetyki prosumenckiej i klastrów energii na tę konkurencję wynika głównie z tzw. partycypacji prosumenckiej, obejmującej prosumenckie *know-how*, własny kapitał (i umiejętnie wykorzystywane produkty bankowe), a także „własne” zasoby OZE. Na obszarach wiejskich źródłem bardzo dużego potencjału tej partycypacji są doświadczenia odbiorców<sup>98</sup> związane z realizacją kolejnych programów unijnych, poczynając od przedakcesyjnego programu SAPARD.

Znaczne jest zapotrzebowanie na energię elektryczną potencjalnych klastrów energii w Polsce. Wielkość tego zapotrzebowania 1570 gmin wiejskich, 600 gmin wiejsko-miejskich i 314 powiatów wynosi bowiem ok. 77 TWh energii elektrycznej rocznie, co stanowi ok. 45% krajowego zużycia tej energii. Utworzenie klastrów energii pozwoliłoby na znaczne ograniczenie kosztów strat sieciowych. Dla sieci dystrybucyjnej klastra energii o zasięgu powiatowym wynoszą one bowiem nie mniej niż 10%, tj. ok. 3 mln zł rocznie. Straty te, w połączeniu z wysokimi nakładami kapitałowymi, powodują nieopłacalność biznesu OSD na obszarach powiatów i gmin, co pociąga za sobą potrzebę „reelektryfikacji” tych obszarów za pomocą technologii prosumenckich oraz inteligentnej infrastruktury operatorskiej. Istota tej infrastruktury związana jest z możliwością wdrożenia idei tzw. self-dispatchingu, co warunkuje operacyjne zarządzanie przez koordynatora klastra

96 P. Cichosz, P. Wiącek, *Czy klastry energii zmienią polską energetykę?*, <https://www.cire.pl> (dostęp: 23.08.2017), s. 7.

97 G. Wiśniewski, *Długookresowo Ministerstwo Energii wspiera rozwój prosumenckich OZE i efektywność energetyczną*, <https://www.cire.pl> (dostęp: 18.07.2016).

98 Na obszarach wiejskich w Polsce zlokalizowanych jest ponad 5 mln odbiorców energii elektrycznej.



nowymi, tj. dostosowanymi do potrzeb i zasobów klastra, procesami rynkowymi, we współpracy z OSD<sup>99</sup>.

Wzmacnianie konkurencji na rynku energii elektrycznej odbywa się także przez przebudowę opłaty systemowo-sieciowej, która w Polsce uległa daleko idącej degeneracji, tzn. została pozbawiona zdolności do kreowania konkurencji i jest tylko narzędziem kreowania cen transferowych<sup>100</sup>. Ze względu na znaczny udział tej opłaty w cenie detalicznej energii elektrycznej ma ona bowiem istotny udział w jej kreowaniu<sup>101</sup>. Energetyka prosumencka i klastry energii ograniczają znacznie infrastruktury sieciowo-systemowej, która była rdzeniem monopolu (naturalnego). Ich rozwój sprzyja przejściu do takiego rynku energii elektrycznej, który przełamie barierę związaną z dotychczasowym cenotwórstwem opłaty sieciowej, nienaruszonej praktycznie przez zasadę TPA. Istotnym elementem budowy tego rynku w Polsce jest prosumencki *net metering*, tj. potencjalny mechanizm rynkowy, który wyraźnie uświadamia istnienie nierynkowych mechanizmów o charakterze politycznym na rynku energii elektrycznej w naszym kraju<sup>102</sup>.

Wobec zdolności energetyki prosumenckiej i klastrów energii do ochrony odbiorców energii elektrycznej przed wzrostem jej cen ich rozwój można traktować jako jeden z istotnych kierunków transformacji sektora energetycznego naszego kraju. Co istotne, obranie tego kierunku jest atrakcyjne z ekonomicznego punktu widzenia. Nakłady (w cenach stałych) potrzebne na zrealizowanie niezbędnych inwestycji wytwórczych w klastrze (aby osiągnął on samowystarczalność energetyczną), szacuje się bowiem na ok. 390 mln zł. Dla porównania nakłady inwestycyjne na same tylko elektrownie jądrowe o mocy 6 GW, uwzględnione w *Strategii na rzecz odpowiedzialnego rozwoju*<sup>103</sup>, trzeba szacować na ok. 180 mld zł (zgodnie z doświadczeniami brytyjsko-francuskimi, związanymi z kontraktem różnicowym dla elektrowni Hinkley Point) i dodatkowo odłożyć ok. 55 mld zł na ich likwidację (zgodnie z doświadczeniami niemieckimi)<sup>104</sup>. Ponadto należy uwzględnić, że klastrowe technologie wytwórcze posiadają wystarczające własne zdolności bilansująco-regulacyjne i nie tworzą zapotrzebowania na sieci przesyłowe i sieci rozdzielcze 110 kV oraz zmniejszają radykalnie zapotrzebowanie na sieci średniego i wysokiego napięcia.

99 J. Popczyk, *Klastry energetyczne...*, s. 5.

100 Cena transferowa występuje w transakcjach przeprowadzanych między podmiotami, które są powiązane. W tym przypadku chodzi o transakcje zawierane między wytwórcami energii elektrycznej i spółkami obrotu, należącymi do jednej grupy kapitałowej.

101 J. Popczyk, *Klastrowy rynek energii elektrycznej. Wirtualna ośłona klastrowa*, Biblioteka Źródłowa Energetyki Prosumenckiej, <https://www.cire.pl> (dostęp: 20.12.2016), s. 1.

102 J. Popczyk, *Net metering w ustawie o Odnawialnych Źródłach Energii*, „Czysta Energia” 2016, nr 6, s. 18–21.

103 *Strategia na rzecz odpowiedzialnego rozwoju* została przyjęta przez Radę Ministrów dnia 14 lutego 2017 r. Jest obowiązującym, kluczowym dokumentem państwa polskiego w obszarze średnio- i długofalowej polityki gospodarczej.

104 J. Popczyk, *Klastry energetyczne...*, s. 9–10.

Istota tego kierunku transformacji sektora energetycznego w Polsce jest atrakcyjna nie tylko ze względu na stosunkowo niskie koszty, ale także w obliczu zdolności inwestycyjnych czterech scentralizowanych grup energetycznych, które kształtują się na poziomie 40–50 mld zł, a ceny hurtowe energii elektrycznej w naszym kraju należą do najwyższych w regionie. Zdolności te są zatem zdecydowanie za niskie, aby stanowiły źródło finansowania inwestycji wielkoskalowych, obejmujących rozwój energetyki jądrowej, węglowej i budowę infrastruktury przesyłowej. Co istotne z punktu ryzyka wzrostu cen energii elektrycznej, koszt każdej inwestycji w scentralizowany system energetyczny musi być przeniesiony w taryfach<sup>105</sup>.

### **3.3.2. Zindywidualizowane strategie zakupu energii elektrycznej**

#### **3.3.2.1. Strategia grupowego zakupu energii elektrycznej**

Kilkuletnie doświadczenia odbiorców w Polsce pokazują, że skutecznym instrumentem ograniczania kosztów zakupu energii elektrycznej jest uczestnictwo w grupie zakupowej. Łączenie się odbiorców w grupy zakupowe nie jest nowym zjawiskiem. Jego intensywność sprawia, że dynamicznie rośnie liczba zarówno tych grup, jak i podmiotów, które wchodzi w ich skład, a także liczba punktów poboru, nabywanej grupowo, energii elektrycznej. Automatycznie wzrastają też wolumeny zamawianej energii przez grupy zakupowe oraz wartość ogłaszanych przez nie przetargów, co zwiększa ich możliwości negocjacyjne w bezpośrednim kontakcie z wytwórcami. Nie bez znaczenia dla tych możliwości jest profesjonalne przygotowanie postępowania przetargowego i prowadzenie negocjacji przez osoby dysponujące odpowiednią wiedzą i kwalifikacjami. Tworzenie grup zakupowych stało się popularną formą zakupu energii elektrycznej, zwłaszcza wśród jednostek samorządu terytorialnego, które przejawiają największą aktywność w tym zakresie<sup>106</sup>. W powoływanych przez nie grupach zakupowych zasadniczą rolę odgrywają bowiem podmioty o stosunkowo równomiernym poborze energii elektrycznej w ciągu roku, co ułatwia uzyskanie atrakcyjnych jej cen<sup>107</sup>.

Górnośląsko-Zagłębiowską Metropolię (GZM), tj. największą w Polsce grupę zakupową energii elektrycznej, tworzyło w 2018 r. prawie 100 podmiotów, w tym 40 miast i gmin Górnego Śląska, zamieszkałych przez blisko 2,3 mln mieszkańców. W skład GZM wchodziły także instytucje samorządowe województwa śląskiego, w tym m.in. Międzynarodowy Port Lotniczy Katowice, Park Śląski i znajdujące się tam: ZOO, Stadion Śląski, Skansen i Muzeum Śląskie, a także szpitale i ośrodki

105 G. Wiśniewski, *Co inwestorzy mają z uchwalonej ustawy o odnawialnych źródłach energii?*, <https://www.cire.pl> (dostęp: 23.06.2016).

106 *Tauron chce zwiększać udział w rynku przetargów na energię*, <https://energetyka.wnp.pl> (dostęp: 26.07.2017).

107 *Duży nie zawsze może więcej*, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 4.06.2015).

zdrowia, domy dziecka i szkoły, teatry i instytucje kultury<sup>108</sup>. Pierwszy przetarg GZM ogłosiła w 2012 r. Łącznie 191 GWh energii elektrycznej na 2013 r. kupiło wówczas 20 samorządów i 41 instytucji samorządowych, korzystających z niej w 6,5 tys. punktów poboru. Pozwoliło to na uzyskanie 8 mln zł oszczędności w stosunku do kosztów zakupu, wynikających z cen wynegocjowanych samodzielnie przez uczestników GZM. W 2013 r. oszczędności wyniosły 13 mln zł, a w 2015 r. – 11 mln zł.

Z każdym kolejnym postępowaniem przetargowym GZM zwiększała wolumen zamawianej energii elektrycznej oraz liczbę punktów jej poboru. W 2013 r. przedmiotem zamówienia było prawie 300 GWh energii elektrycznej, pobieranej w blisko 10 tys. punktach. W przetargu, który się odbył w 2016 r., analogiczne parametry tego przedmiotu wyniosły odpowiednio 900 GWh i 13 tys.<sup>109</sup>, a w 2018 r. – 468 GWh i 15 tys.<sup>110</sup>

Łódzka Grupa Zakupowa (ŁGZ) została powołana przez miasto Łódź w 2014 r. Rok później w jej skład wchodziło prawie 500 podmiotów, w tym województwo łódzkie wraz z podległymi jednostkami, obejmującymi m.in. przedszkola, szkoły, jednostki zdrowia i kultury, oddziały państwowej i ochotniczej straży pożarnej, spółki miejskie z Łódzkiej Specjalnej Strefy Ekonomicznej, gminy ościenne, tj. Dmosin, Koluszki, Parzęczew, Rogów i Stryków, a także Uniwersytet Medyczny i Łódzką Szkołę Filmową<sup>111</sup>. Potencjał zakupowy ŁGZ rośnie. W 2014 r. wynosił on 113 GWh, w 2015 r. – 177 GWh, a w 2018 r. – 230 GWh energii elektrycznej, pobieranej przez odbiorców w ok. 6 tys. punktach poboru. Organizowane przez ŁGZ przetargi na zakup energii elektrycznej przyniosły wymierne efekty ekonomiczne. Uzyskane w 2015 r. ceny zakupu były o 25% niższe niż w 2014 r. Jednocześnie były one jednymi z najniższych w kraju, jakie oferowano dużym miastom w Polsce<sup>112</sup>. Podobne efekty cenowe osiągnięto w kolejnych przetargach, co przełożyło się na globalne oszczędności całej ŁGZ na poziomie ok. 30 mln zł w latach 2015–2017<sup>113</sup>.

Znaczącą grupą zakupową była grupa zorganizowana przez gminę miejską Lubin, która na 2019 r. zamówiła 206 GWh energii elektrycznej do ponad 14 tys. punktów jej poboru. W tej samej kategorii należy postrzegać grupy zakupowe zorganizowane przez Politechnikę Wrocławską oraz gminę Wrocław, które kupiły odpowiednio 180 GWh i 138 GWh energii elektrycznej. Znaczącą grupę zakupową powołał także Zakład Wodociągów i Kanalizacji Sp. z o.o. w Szczecinie,

108 *Metropolia Górnośląska-Zagłębiowska rozpięta przetarg na zakup energii elektrycznej*, <https://www.energetyka24.com> (dostęp: 12.04.2018).

109 W 2016 r. GZM rozpięta postępowanie na lata 2017–2018.

110 *Tauron dostarczy energię dla największej grupy zakupowej w Polsce*, <http://biznesalert.pl> (dostęp: 16.11.2018).

111 *Łódź zaoszczędziła w mijającym roku 15 mln zł na zakupie energii*, <https://finanse.wp.pl> (dostęp: 29.12.2015).

112 Ceny te wynosiły 218,00 zł w 2015 r., 211,20 zł w 2016 r. i 204,70 zł w 2017 r. za 1 MWh. Cena wynegocjowana przez Warszawę na 2015 r. wynosiła 231,1 zł/MWh.

113 *Łódzka Grupa Zakupowa zaoszczędziła ok. 30 mln zł na energii elektrycznej*, <https://portalkomunalny.pl> (dostęp: 30.05.2017).

a zamówienie przez nią złożone pokrywa zapotrzebowanie na energię elektryczną m.in. portów w Gdańsku, Gdyni, Szczecinie i Świnoujściu. Jednocześnie coraz częściej po grupy zakupowe sięgają także podmioty niepubliczne.

Jedną z nich zamierza utworzyć Izba Gospodarcza Hotelarstwa Polskiego, która reaguje w ten sposób na potrzeby sygnalizowane przez przedsiębiorców hotelowych, podyktowane obawami przed ryzykiem wzrostu cen energii elektrycznej<sup>114</sup>. Wydatki na media energetyczne stanowią bowiem 3–4% przychodu brutto hotelu z ograniczonym zakresem usług oraz 4–6% hotelu z pełnym serwisem, a zużycie energii elektrycznej określane jest na poziomie 60–80% całkowitego zużycia energii w obiekcie hotelowym<sup>115</sup>.

### 3.3.2.2. Strategia bezpośredniego kontraktowania energii elektrycznej

Dla odbiorców przemysłowych coraz częściej wykorzystywaną możliwością zapewnienia sobie atrakcyjnych i stabilnych zarazem cen energii elektrycznej jest bezpośredni jej zakup od wytwórców, głównie odnawialnych, za pośrednictwem umów PPA. Dzięki spadającym kosztom technologii wytwarzania energii elektrycznej instalacje odnawialne stają się coraz bardziej konkurencyjne cenowo w stosunku do konwencjonalnych jednostek wytwórczych<sup>116</sup>. Umowa PPA umożliwia zakup energii odnawialnej bezpośrednio od wytwórcy, co się często łączy z wyeliminowaniem opłaty przesyłowej, stanowiącej zwyczajowo istotny element ceny detalicznej energii elektrycznej. W przypadku umowy PPA typu *on-site* instalacja wytwórcy odnawialnego jest bowiem położona bezpośrednio przy instalacji odbiorczej odbiorcy (np. instalacja fotowoltaiczna na dachu fabryki), zaś umowa PPA typu *near site direct wire* zawierana jest, gdy energia elektryczna przesyłana jest dedykowaną „prywatną” linią dystrybucyjną<sup>117</sup>.

Umowy PPA stanowią nie tylko skuteczny instrument zabezpieczania się odbiorcy przed rosnącymi cenami energii elektrycznej, ale także istotny mechanizm wsparcia OZE. Dzięki nim dostawca energii odnawialnej osiąga bowiem stabilne przychody w dłuższej perspektywie czasowej<sup>118</sup>. Szacunki wskazują, że wykorzystanie instrumentów bezpośredniego kontraktowania energii elektrycznej mogłoby się przyczynić w Polsce w okresie od 2024 r. do 2030 r. do instalacji 10 GW i do 2 GW dodatkowych mocy odpowiednio w farmach wiatrowych i farmach

114 Hotelarze chcą utworzyć grupę zakupową, <https://www.cire.pl> (dostęp: 22.02.2019).

115 A. Grudzień, A. Rusowicz, M. Leszczyński, *Analiza systemów klimatyzacji dla różnych typów hoteli*, „Rynek Energii” 2019, nr 2(141), s. 47.

116 Według prognoz KE średnia cena energii elektrycznej w Polsce ma wynieść w 2020 r. prawie 340 zł/MWh, a w 2025 r. 373 zł/MWh. Średnia ważona cena z wszystkich wygranych ofert w aukcji OZE z 5 listopada 2018 r. wyniosła 196,17 zł/MWh, za: P. Mrowiec, *Umowy typu Power Purchase Agreement (PPA) w Polsce*, <http://www.roedl.net/pl> (dostęp: 4.01.2019).

117 W Polsce możliwe jest jeszcze zawarcie umowy PPA typu *off site*, na mocy której wytwarzana energia elektryczna z instalacji OZE jest przesyłana do odbiorcy za pośrednictwem linii przesyłowej/dystrybucyjnej operatora sieciowego.

118 Polska fabryka Mercedesa będzie zasilana OZE, <http://biznesalert.pl> (dostęp: 3.08.2018).

fotowoltaicznych i mieć kluczowy wpływ na długoterminowy spadek cen hurtowych energii elektrycznej<sup>119</sup>. W Polsce pierwszym przypadkiem ogłoszonej umowy PPA była, podpisana w II połowie 2018 r., umowa na dostawę energii odnawialnej z Parku Wiatrowego Taczalin do zakładu produkcji czterocylindrowych silników samochodowych w Jaworze podpisana między Grupą VSB a Mercedes-Benz Manufacturing<sup>120</sup>.

### 3.4. Transformacja sektora elektroenergetycznego w Polsce

Wobec fundamentalnego charakteru przyczyn, wywierających presję na wzrost hurtowych cen energii elektrycznej w Polsce, ograniczenie ich wpływu wymaga przede wszystkim podjęcia działań o charakterze strategicznym, prowadzących do transformacji sektora elektroenergetycznego<sup>121</sup>. Tylko takie działania mogą bowiem zapewnić możliwość trwałego utrzymania hurtowych cen energii elektrycznej na możliwie niskim poziomie, zapewniając jednocześnie przy tym bezpieczeństwo jej dostaw oraz ograniczenie negatywnego wpływu podsektora jej wytwarzania na środowisko. Oprócz ograniczenia roli węgla w strukturze wytwarzania energii elektrycznej wśród zasadniczych kierunków tej transformacji znajduje się także poprawa elastyczności systemu elektroenergetycznego, stosowanie innowacyjnych technologii energetycznych, rozwój transgranicznej infrastruktury przesyłowej, poprawa efektywności energetycznej oraz zmiana podstawowych zasad funkcjonowania rynku energii elektrycznej. Transformacja sektora energetycznego może przynieść znaczące efekty w „średnim i długim” okresie. W okresie „krótkim i średnim” efekty te można uzyskać głównie w drodze regulacji i działań administracji państwowej i organów kontrolnych, a także w wyniku działań odbiorców energii elektrycznej (rys. 35).

Istota działań związanych z kształtowaniem wielkości i struktury mocy wytwórczych wynika z konieczności odpowiedniego rozłożenia w czasie procesów likwidacji, modernizacji i odtworzenia znacznej ich części. Niezależnie od przyjętego scenariusza transformacji sektora elektroenergetycznego w Polsce te dwa pierwsze procesy będą związane z energetyką węglową, której znaczenie będzie coraz mniejsze. Ze względu na najniższe koszty zmienne wytwarzania energii elektrycznej minimalne jej ceny zapewni scenariusz zakładający intensywny rozwój OZE. Poziom

119 Ch. Schnell, M. Roszkowski, *Trwały wzrost cen energii...*, s. 11.

120 *Firmy zawalczą o „zieloną” energię*, <https://www2.deloitte.com> (dostęp: 29.08.2018).

121 Ch. Schnell, M. Roszkowski, *Trwały wzrost cen energii...*, s. 7.

tych cen w poszczególnych latach będzie zależny od wzajemnych relacji między dynamiką odchodzenia od węgla i dynamiką rozbudowy OZE<sup>122</sup>.

Zmiany w zakresie struktury wytwarzania energii elektrycznej będą determinowały elastyczność systemu elektroenergetycznego, której odpowiedni poziom może być jednym z istotnych czynników zapobiegających krótkookresowym wzrostom hurtowych cen energii elektrycznej oraz kompensujących potrzebę budowy nowych mocy. Źródłem tej elastyczności mogą być np. gazowe jednostki wytwórcze, których pracę cechuje zdolność do częstego wyłączania i uruchamiania w cyklu dobowym, tzn. krótkie czasy rozruchu i szybkie zmiany obciążenia oraz niskie minimum obciążenia w stosunku do osiągniętej mocy<sup>123</sup>. Cechy te są bardzo przydatne do utrzymania ciągłego i niezawodnego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w warunkach częstych i dużych wahań generacji i poboru energii elektrycznej. Wraz ze wzrostem udziału źródeł o zmiennej charakterystyce wytwarzania i postępem technologicznym potencjalną istotną determinantą elastyczności systemu elektroenergetycznego jest magazynowanie energii elektrycznej. Może ono być bowiem traktowane zarówno jako generacja, jak i pobór energii elektrycznej, co umożliwia przesunięcie w czasie jej zużycia, gdy występuje jej nadmiar lub niedobór.

Można sądzić, że postęp technologiczny i spadające koszty magazynowania energii elektrycznej<sup>124</sup> spowodują, że stanie się ono wkrótce głównym nośnikiem elastyczności systemu elektroenergetycznego, przejmując tę rolę od gazowych jednostek wytwórczych<sup>125</sup>. Bez względu na wybór scenariusza rozwoju mocy wytwórczych w Polsce szybkim i ekologicznie przyjaznym nośnikiem tej elastyczności stanie się zarządzanie popytem na energię elektryczną, którego zasadniczym przejawem są usługi DSR. Polegają one na oferowaniu przez odbiorców końcowych możliwości czasowego obniżenia poziomu zapotrzebowania na moc pobieraną z systemu. W większości krajów europejskich odbiorcy deklarujący gotowość do obniżenia tego poziomu mogą być uczestnikami rynku hurtowego, bilansującego, a także rynku rezerw strategicznych, co zwiększa konkurencję<sup>126</sup>.

Istotnym wsparciem dla elastyczności systemu elektroenergetycznego, pozwalającej na rozwiązanie problemu dużych wahań hurtowych cen energii elektrycznej, wynikającego z rosnącej generacji zmiennych OZE, jest integracja sektora

122 J. Ecke, T. Steinert, M. Bukowski, A. Śniegocki, *Polski sektor energetyczny 2050. 4 scenariusze*, Forum Energii, [www.forum-energii.eu](http://www.forum-energii.eu) (dostęp: 18.12.2018), Warszawa, wrzesień 2017, s. 8.

123 L. Bronk, B. Czarnecki, R. Magulski, *Elastyczność krajowego systemu elektroenergetycznego. Diagnoza, potencjał, rozwiązania*, Forum Energii, [www.forum-energii.eu](http://www.forum-energii.eu) (dostęp: 21.03.2019), Warszawa 2019, s. 19.

124 Spadające koszty magazynowania energii elektrycznej zostały uznane przez Międzynarodową Agencję Energetyki za jeden z głównych globalnych trendów w energetyce, za: *World Energy Outlook 2018*, IEA, Paris 2019.

125 K. Księżopolski, *Czy polska energetyka potrzebuje rewolucji?*, [www.energetyka24.com](http://www.energetyka24.com) (dostęp: 28.02.2019).

126 *Rynek mocy, czyli jak uniknąć blackoutu. Analiza zasadności wdrożenia kompleksowego mechanizmu rynku mocy w Polsce*, PKEE, Warszawa 2016, s. 30.

elektroenergetycznego z transportem, ciepłownictwem i chłodnictwem<sup>127</sup>. Integracja ta staje się coraz bardziej realna dzięki wykorzystaniu postępującej elektryfikacji ciepłownictwa i transportu oraz rozwojowi kogeneracji i technologii magazynowania ciepła. Zastosowanie innowacji technologicznych, np. pomp ciepła lub pojazdów z napędem elektrycznym, umożliwiłoby bowiem wykorzystanie nadwyżek energii elektrycznej do ogrzewania domów i mieszkań, ładowania akumulatorów tych pojazdów i magazynowania ciepła. Uwalnianie zmagazynowanej energii elektrycznej i ciepła w okresach jej niedoboru jest istotnym czynnikiem bilansującym system elektroenergetyczny. Szacuje się, że tylko dzięki rozwojowi elektromobilności w Polsce można uzyskać redukcję dobowej zmienności obciążenia w granicach od 5% do 25%, co przyczyni się do stabilizacji hurtowych cen energii elektrycznej<sup>128</sup>.

Utrzymaniu cen energii elektrycznej na możliwie niskim poziomie sprzyja rozwój infrastruktury przesyłowej, zarówno transgranicznej, jak i wewnętrznej. Wzrost transgranicznych zdolności przesyłowych i ich wykorzystanie do importu tej energii zwiększa bowiem konkurencję na krajowym hurtowym rynku energii elektrycznej. Możliwość importu energii elektrycznej wpływa także korzystnie na elastyczność krajowego systemu elektroenergetycznego, stanowiąc istotny instrument jego bilansowania. Nie bez znaczenia przy tym jest rozwój krajowych sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, które zapewniają transport energii elektrycznej z obszarów jej nadmiaru do miejsc, gdzie występuje jej niedobór, umożliwiając tym samym obszarowe współdzielenie zasobów elastyczności. Zatem usuwanie ograniczeń sieciowych skutecznie zmniejsza negatywne skutki zmienności produkcji OZE przez możliwość kompensacji zmian generacji na większych obszarach geograficznych.

Istotnym czynnikiem zmniejszającym presję na wzrost cen energii elektrycznej jest poprawa efektywności energetycznej. Wykorzystanie potencjału tej poprawy zmniejsza bowiem skutecznie popyt na energię elektryczną. Istota działań na rzecz tej poprawy związana jest z wielkością i kosztami wykorzystania tego potencjału. Stanowi on bowiem zasób, który każde państwo ma w nadmiarze. Poprawa efektywności energetycznej to najtańszy i zarazem najszybszy sposób nie tylko zmniejszenia zapotrzebowania na energię elektryczną i wywarcia wpływu na ograniczenie jej cen, a przez to na rozwój gospodarki, ale także podejmowania wyzwań w zakresie bezpieczeństwa energetycznego i ochrony środowiska. Najtańsza jest bowiem ta energia, której nie trzeba wytwarzać i przesyłać. Dlatego też główni odbiorcy energii elektrycznej, tj. przemysł i budownictwo, sektor usług, rolnictwo i gospodarstwa domowe, powinni projektować swoje procesy i zachowania pod kątem zmniejszenia jej zużycia. Szacuje się, że tylko dzięki wykorzystaniu potencjału oszczędności energii w budownictwie można zmniejszyć zapotrzebowanie

127 *Atlas energii. Fakty i dane o energetyce odnawialnej w Europie*, Heinrich Böll Stiftung, Warszawa 2018, s. 22.

128 L. Bronk, B. Czarnecki, R. Magulski, *Elastyczność krajowego systemu...*, s. 6.

na energię w Polsce o 65 TWh w 2030 r. i o 151 TWh w 2050 r.<sup>129</sup> Dla ograniczenia wzrostu cen energii elektrycznej istotne są także działania na rzecz wzrostu efektywności wytwarzania energii elektrycznej w Polsce, zużycia własnego elektrowni oraz strat w przesyłach i dystrybucji. W naszym kraju większość elektrowni węglowych funkcjonuje z efektywnością zaledwie 33%, zaś w trakcie przesyłu i dystrybucji „ginie” ok. 10% energii elektrycznej<sup>130</sup>. Poprawę w tym zakresie należy postrzegać również w kategoriach czynnika kompensującego zapotrzebowanie na budowę nowych mocy wytwórczych.

Dla skutecznej integracji OZE z systemem elektroenergetycznym konieczne są zmiany w funkcjonowaniu rynku energii elektrycznej. Zmiany te powinny obejmować przede wszystkim rozwój krótkoterminowych segmentów tego rynku (głównie rynku RDB), umożliwiających wytwórcom energii odnawialnej planowanie wolumenów produkcji z niewielkim wyprzedzeniem w stosunku do terminu fizycznej ich dostawy. Konieczny przy tym jest sprawnie funkcjonujący rynek bilansujący, niestanowiący bariery dla rozwoju giełdowego handlu energią elektryczną<sup>131</sup>. Rynek krótkoterminowy, którego uczestnikami będą wytwórcy energii konwencjonalnej i odnawialnej, a także odbiorcy i operatorzy magazynów energii, pozwoli na zwiększenie konkurencji cenowej. Presja na ograniczanie cen energii elektrycznej będzie wynikała głównie z uczestnictwa w tej konkurencji źródeł odnawialnych, tj. jednostek o najniższych kosztach zmiennych wytwarzania. Zwiększenie zakresu uczestnictwa w rynku energii elektrycznej, na równych prawach, o wspomnianych odbiorców i operatorów jest wyrazem tzw. procesu demokratyzacji energetycznej lub demokratyzacji technologii w systemie energetycznym<sup>132</sup>.

Dzięki demokratyzacji energetycznej rynek energii elektrycznej zyska na płynności handlu oraz przyniesie nowe możliwości biznesowe dla podmiotów oferujących usługi regulacyjne, tj. usługi regulacji częstotliwości i rezerw mocy, usługi regulacji napięcia i mocy biernej oraz usługi wykorzystywane w stanach zagrożenia systemu elektroenergetycznego. Można sądzić, że w związku z perspektywą wdrożenia ustaleń unijnego pakietu zimowego obecny sposób kontraktowania tych usług przez OSP zastąpią rynkowe mechanizmy ich pozyskiwania. Unijne rozwiązania urynkowienia procesu zawierania umów na świadczenie usług regulacyjnych przewidują także ich zakup poza krajowymi systemami elektroenergetycznymi, tj. poddanie tego procesu konkurencji międzynarodowej.

Przeprowadzenie transformacji energetycznej, której jednym z kluczowych efektów będzie możliwość utrzymania cen energii elektrycznej na możliwie niskim poziomie, wymaga rozwoju i wdrożenia innowacyjnych rozwiązań

129 I. Piechola, A. Świętanowski, R. Rudzki i in., *Polska energetyka na fali megatrendów*, Forum Analiz Energetycznych, [www.forum-energii.eu](http://www.forum-energii.eu) (dostęp: 7.11.2018), Warszawa 2016, s. 33.

130 T. Motowidlak, *Efekty wdrażania polityki energetycznej Unii Europejskiej w zakresie rynku energii elektrycznej*, t. 2, Wydawnictwo Uniwersytetu Łódzkiego, Łódź 2010, s. 149.

131 P. Bućko, *Rola rynku bilansującego w kształtowaniu konkurencyjnych rynków energii w Polsce*, „Energetyka” 2003, nr 7, s. 480.

132 *Atlas energii...*, s. 33.



technologicznych. Warunkują one bowiem w dużym stopniu realizację wszystkich założeń tej transformacji. Trudno będzie je spełnić bez dalszego rozwoju technologii OZE, prowadzącego do poprawy ich konkurencyjności. W warunkach wzrostu penetracji OZE nie bez znaczenia jest poprawa elastycznościowych parametrów jednostek konwencjonalnych. Realizacja założeń transformacji energetycznej wymaga znacznego zwiększenia zdolności magazynowania energii elektrycznej (w tym także przez rozwój elektromobilności) i ciepła oraz spadku jego kosztów. Kluczem do usprawnienia funkcjonowania sieci i zapewnienia jej stabilności jest cyfryzacja. Rozwój i wdrożenie technologii *smart grid* i *smart metering*, a także opracowanie schematów szybkiego reagowania pozwolą bowiem na usprawnienie komunikacji między stroną podażową i popytową i tą siecią. Technologie *smart* w znaczący sposób przyczyniają się do wzrostu możliwości świadczenia usług DSR, a tym samym do wzrostu elastyczności systemu elektroenergetycznego.

# Podsumowanie i wnioski

Sformułowane poniżej wnioski dotyczą efektów wdrażania działań na rzecz utrzymania cen energii elektrycznej w Polsce na możliwie niskim poziomie. Mimo jakościowego charakteru modelu (rys. 35), odwzorowującego zależności między tymi działaniami i cenami, dążeniem autora było przedstawienie tych wniosków w postaci ilościowej, dającej możliwości bardziej precyzyjnego ich relatywizowania niż w przypadku opisu. Cel ten osiągnięto dzięki wykorzystaniu metod sztucznej inteligencji, a w szczególności metody zbiorów rozmytych i metody sieci neuronowych, które mogą zapewnić ilościowy opis zależności jakościowych.

Metody sztucznej inteligencji sprawdzają się zwłaszcza w warunkach złożoności i obszerności podejmowanej problematyki, co ma miejsce w niniejszej pracy. Warunki te sprawiają, że brakuje wystarczającego zakresu danych liczbowych, charakteryzujących wzajemne zależności między działaniami na rzecz ograniczania cen energii elektrycznej w Polsce a poziomem tych cen, co wykluczyło matematyczny (ekonometryczny) ich opis. Przy wyborze tego kierunku postępowania nie bez znaczenia była stosunkowo szybka i wygodna możliwość odwzorowania złożonych zależności łączących te działania i ceny. Ceną płaconą w tych okolicznościach jest brak pewności, że uzyskane wnioski są obciążone minimalnym błędem. Oznacza to, że mogą one (w pewnym zakresie) odbiegać od wniosków, które mogłyby zostać uzyskane z wykorzystaniem innych metod.

O rozpoznaniu występujących zależności za pomocą metod sztucznej inteligencji i sformułowaniu wniosków o charakterze liczbowym przesądziło spełnienie w pracy podstawowych wymogów stosowania tych metod. Od badacza oczekuje się bowiem posiadania szerokiej wiedzy teoretycznej pokazującej, jak manifestują się interesujące go zależności, ale wymóg ten jest znacznie łagodniejszy niż w przypadku stosowania klasycznych metod statystycznych. Istotne przy tym jest, że zależności te mogą być nieznane do końca co do swojego charakteru lub w niewystarczającym stopniu czytelne. Dla sensownego zastosowania metod sztucznej inteligencji konieczne jest jedynie, aby miały one charakter regularny i powtarzalny.

Wobec istotnych gospodarczych i społecznych konsekwencji wzrostu cen energii elektrycznej w Polsce oraz rosnącego prawdopodobieństwa ich wystąpienia intencją

liczbowego ujęcia wniosków był także zamiar stworzenia platformy do dalszych badań. Wpływ tych badań na wnioski sformułowane w niniejszej pracy może bowiem zostać uwzględniony przez zmianę założeń liczbowych, przyjętych przez autora i uznanych przez niego za optymalne. W stosunkowo prosty sposób może także zostać uwzględniony wpływ innych działań, prowadzących do ograniczenia cen energii elektrycznej.

Założenia liczbowe charakteryzują poszczególne działania podejmowane na rzecz utrzymania cen energii elektrycznej w Polsce na możliwie niskim poziomie (cel R) pod względem ich znaczenia („wartości”) ogółem oraz ich wpływu w okresie „krótkim i średnim” (K) i „średnim i długim” (D) na te ceny. Dokonano także oceny wpływu tych działań na możliwości ograniczania negatywnego wpływu wytwarzania energii elektrycznej na środowisko (cel E) oraz na bezpieczeństwo dostaw tej energii (cel B) (tab. 5).

**Tabela 5.** Założenia ilościowe dotyczące działań na rzecz utrzymania cen energii elektrycznej w Polsce na możliwie niskim poziomie

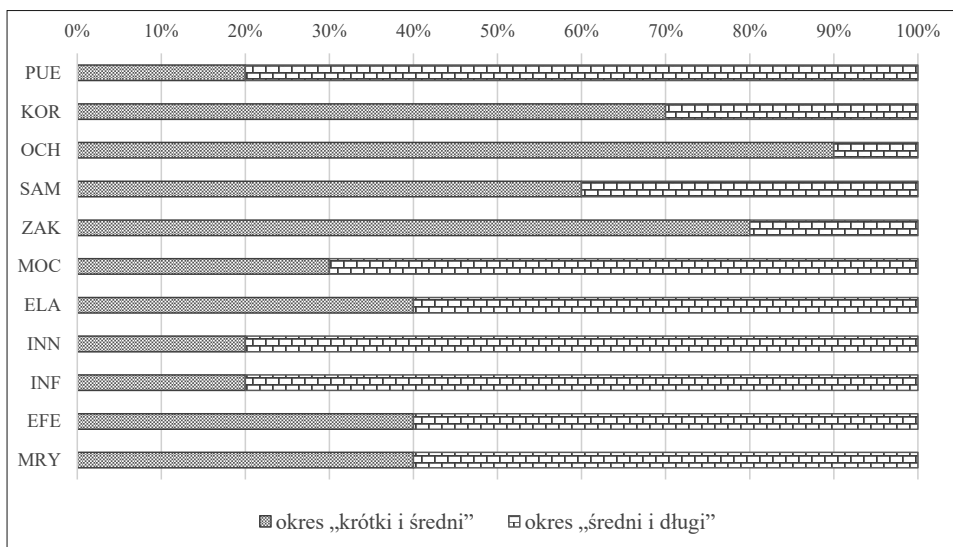
Główne działania na rzecz utrzymania cen energii elektrycznej na możliwie niskim poziomie	Oznaczenie działania	„Wartość” działania	Okres K/D	Realizacja celu R	Realizacja celu E	Realizacja celu B
Współkształtowanie polityki energetycznej UE	PUE		K			
			D			
Wzmacnianie konkurencji na rynku energii elektrycznej	KOR		K			
			D			
Ochrona odbiorców energii elektrycznej	OCH		K			
			D			
Samodzielne wytwarzanie energii elektrycznej przez odbiorców	SAM		K			
			D			
Zindywidualizowane formy zakupu energii elektrycznej	ZAK		K			
			D			
Kształtowanie struktury mocy wytwórczych	MOC		K			
			D			
Poprawa elastyczności systemu elektroenergetycznego	ELA		K			
			D			
Stosowanie innowacyjnych technologii energetycznych	INN		K			
			D			
Rozwój infrastruktury przesyłowej	INF		K			
			D			
Poprawa efektywności energetycznej	EFE		K			
			D			
Przebudowa rynku energii elektrycznej	MRY		K			
			D			
<b>RAZEM</b>		<b>100.0</b>	<b>K</b>	<b>29.9</b>	<b>6.2</b>	<b>6.0</b>
			<b>D</b>	<b>30.8</b>	<b>9.8</b>	<b>10.8</b>
			<b>K + D</b>	<b>60.6</b>	<b>16.0</b>	<b>16.9</b>

**Źródło:** opracowanie własne.

Za najbardziej znaczące dla utrzymania cen energii elektrycznej w Polsce na możliwie niskim poziomie uznano działania obejmujące kształtowanie struktury mocy wytwórczych (MOC), którym przypisano 14 jednostek „wartości”<sup>1</sup>. Do drugiej pod względem znaczenia grupy działań na rzecz utrzymania cen energii elektrycznej w Polsce na możliwie niskim poziomie zaliczono wzmocnienie konkurencji na rynku energii elektrycznej (KOR), poprawę elastyczności systemu elektroenergetycznego (ELA), rozwój infrastruktury przesyłowej (INF) oraz poprawę efektywności energetycznej (EFE), którym przypisano po 10 jednostek „wartości”. Trzecia grupa tych działań obejmuje współkształtowanie polityki energetycznej UE (PUE), ochronę odbiorców energii elektrycznej (OCH), samodzielne wytwarzanie energii elektrycznej przez odbiorców (SAM), stosowanie innowacyjnych technologii energetycznych (INN) oraz zmianę mechanizmu funkcjonowania rynku energii elektrycznej (MRY). Każdemu z działań zaliczonych do tej grupy przypisano 8 jednostek „wartości”. Za działanie w mniejszym stopniu znaczące dla utrzymania cen energii elektrycznej w Polsce na możliwie niskim poziomie uznano stosowanie zindywidualizowanych form zakupu energii elektrycznej (ZAK), któremu przypisano 6 jednostek „wartości”.

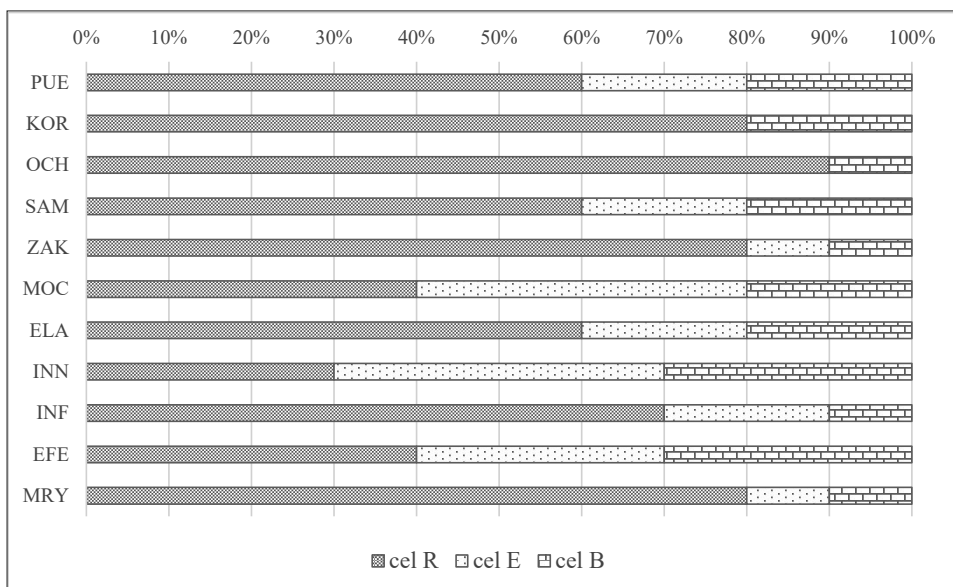
Każde z uwzględnionych działań wpływa na ceny energii elektrycznej zarówno w okresie „krótkim i średnim”, jak i „średnim i długim”<sup>2</sup>. W „krótkim i średnim” okresie w największym stopniu na oddziaływanie na te ceny ukierunkowane jest działanie OCH. W okresie tym „konsumowane” jest bowiem aż 90% jego „wartości” (rys. 37). Do grupy działań o podobnej czasowej lokalizacji oddziaływania zaliczono działania ZAK, KOR i SAM. W okresie „krótkim i średnim” „konsumowane” jest bowiem odpowiednio 80%, 70% i 60% ich „wartości”. Pozostałe części „wartości” tych działań „konsumowane” są w okresie „średnim i długim”, co oznacza, że zakres wpływu działania SAM jest przesunięty w największym stopniu w kierunku okresu średniego. Pozostałe działania wywierają większy wpływ na ceny energii elektrycznej w okresie „średnim i długim”. Dotyczy to w szczególności działań PUE, INN i INF, których 80% „wartości” podlega konsumpcji w tym okresie. W przypadku działań ELA, EFE i MRY w okresie „średnim i długim” konsumowanych jest 60% ich „wartości”, co oznacza, że zakres ich wpływu przesuwają się w kierunku okresu średniego.

- 1 Przyjęto, że suma tych jednostek, odpowiadająca wszystkim działaniom na rzecz utrzymania cen energii elektrycznej na możliwie niskim poziomie, wynosi 100.
- 2 W terminologii teorii zbiorów rozmytych oznacza to, że każde z tych działań przynależy do obu tych okresów (traktowanych jako zbiory rozmyte) w określonym stopniu, przy czym suma tych stopni wynosi 100%.



**Rysunek 37.** Założenia dotyczące czasowej lokalizacji wpływu głównych działań na rzecz utrzymania cen energii elektrycznej w Polsce na możliwie niskim poziomie

**Źródło:** opracowanie własne.



**Rysunek 38.** Założenia dotyczące wpływu głównych działań na rzecz utrzymania cen energii elektrycznej w Polsce na możliwie niskim poziomie na realizację celów polityki energetycznej UE w okresie „krótkim i średnim”

**Źródło:** opracowanie własne.

W okresie „krótkim i średnim” przykładem działań w największym stopniu ukierunkowanych na realizację celu R, tj. na utrzymanie cen energii elektrycznej w Polsce na możliwie niskim poziomie, są działania OCH, KOR, ZAK i MRY<sup>3</sup>. W przypadku tego pierwszego z nich na realizację tego celu przełoży się bowiem aż 90% jego „wartości”, przypadającej na ten okres (rys. 38). W najmniejszym stopniu utrzymanie cen energii elektrycznej w Polsce na możliwie niskim poziomie w okresie „krótkim i średnim” będą wspierać działania INN, MOC i EFE. W ramach tego pierwszego działania na utrzymanie tych cen przeznaczonych bowiem zostanie 30% jego „wartości”. Przypadek działań INN, MOC i EFE pokazuje, że w okresie „krótkim i średnim” stosunkowo duże części ich „wartości” zostaną skonsumowane na realizację celów E i B.

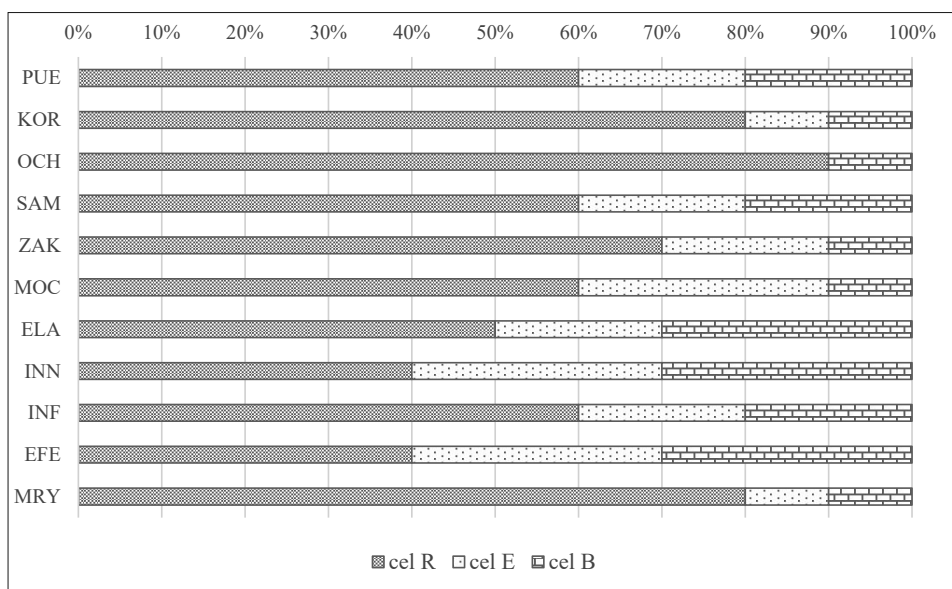
W okresie „średnim i długim” bez zmian pozostają części „wartości” działań PUE, KOR, SAM, EFE i MRY (przypadające na ten okres) przeznaczone na realizację celu R, polegającego na utrzymaniu cen energii elektrycznej w Polsce na możliwie niskim poziomie (rys. 39). Części tych „wartości” rosną w przypadku działań MOC i INN, co należy generalnie wiązać z inwestycyjnym i nowatorskim ich charakterem. Dlatego też ich efekty mocniej wpłyną na spadek kosztów wytwarzania energii elektrycznej, a przez to możliwość oferowania niższych jej cen w „średnim i długim” okresie. Inaczej zmienia się zakres wpływu działań ZAK, ELA i INF na realizację celu R w tym okresie. Zmniejsza się on bowiem, co oznacza, że w okresie „średnim i długim” efekty tych działań w większym stopniu wpływają na realizację celów E i B, niż to miało miejsce w przypadku „krótkiego i średniego” okresu.

Przyjęte założenia prowadzą do wniosku wskazującego na to, że rozpatrywane działania ukierunkowane na utrzymanie cen energii elektrycznej w Polsce na możliwie niskim poziomie, tj. na realizację celu R, mogą się przełożyć na jego osiągnięcie z 60,6% efektywnością, przy czym 29,8 p.p. tej efektywności będzie dotyczyło okresu „krótkiego i średniego”, zaś 30,8 p.p. – okresu „średniego i długiego” (tab. 5, rys. 40).

Część działań na rzecz utrzymania cen energii elektrycznej w Polsce na możliwie niskim poziomie przyczyni się do realizacji celu B, zakładającego zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Na jego osiągnięcie spożytkowane bowiem zostanie 16,8% łącznej „wartości” działań, ukierunkowanych bezpośrednio na realizację celu R. W okresie „krótkim i średnim” realizacja celu B pochłonie 6,0 jednostek tej wartości, zaś 10,8 jednostek w okresie „średnim i długim”.

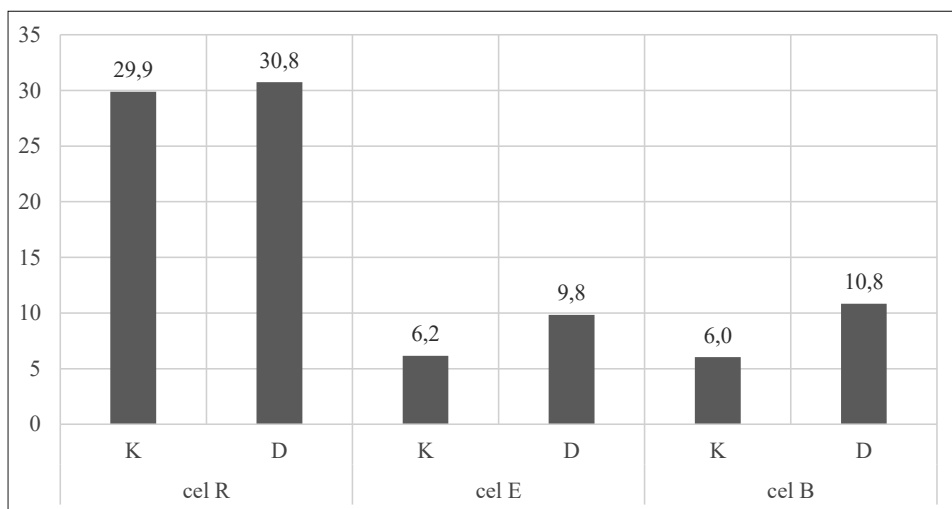
16% łącznej „wartości” działań ukierunkowanych bezpośrednio na realizację celu R przyczyni się do ograniczenia negatywnego wpływu wytwarzania energii elektrycznej na środowisko, tj. realizacji celu E, przy czym 6,2 jednostek tej „wartości” będzie dotyczyło okresu „krótkiego i średniego”, a 9,8 jednostek okresu „średniego i długiego”.

3 W terminologii teorii zbiorów rozmytych oznacza to, że każde z tych działań wpływa na osiągnięcie każdego z trzech celów (traktowanych jako zbiory rozmyte) w określonym stopniu, przy czym suma tych stopni wynosi 100%.



**Rysunek 39.** Założenia dotyczące wpływu głównych działań na rzecz utrzymania cen energii elektrycznej w Polsce na możliwie niskim poziomie na realizację celów polityki energetycznej UE w okresie „średnim i długim”

**Źródło:** opracowanie własne.



**Rysunek 40.** Efektywność działań na rzecz utrzymania cen energii elektrycznej w Polsce na możliwie niskim poziomie

**Źródło:** opracowanie własne.

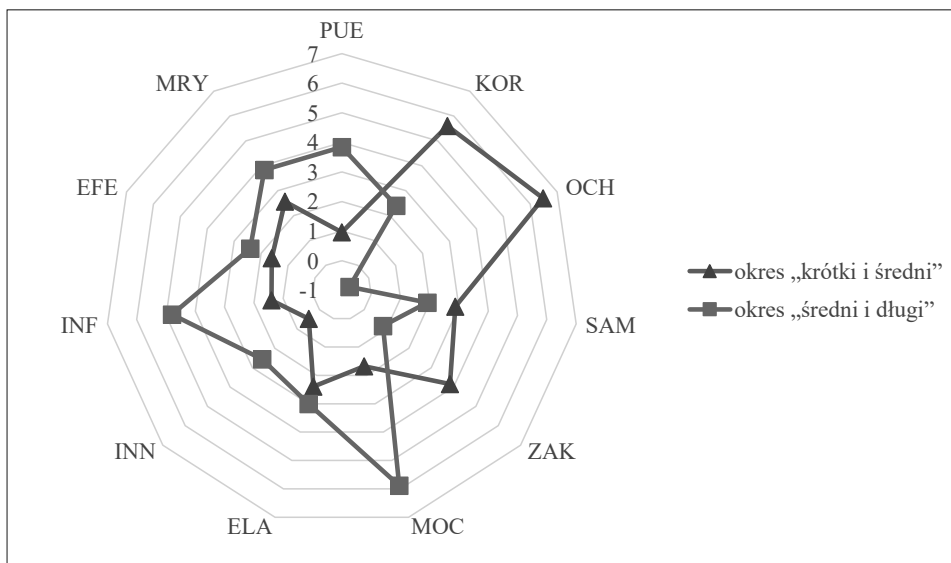
Wobec bezpośredniego ukierunkowania zestawu proponowanych działań na utrzymanie cen energii elektrycznej w Polsce na możliwie niskim poziomie ich jednoczesny wpływ na realizację celów E i B można uznać za efekt obniżający efektywność realizacji celu R. Wpływ ten jest jednak zgodny z założeniami polityki energetycznej UE, co oznacza, że rozpatrywany zestaw tych działań może zapewnić jej realizację z 93,5% efektywnością. Efekty tylko 6,5 jednostek „wartości” tego zestawu wzajemnie się bowiem kompensują.

Źródłem wzajemnego kompensowania się efektów działań podejmowanych na rzecz utrzymania cen energii elektrycznej w Polsce na możliwie niskim poziomie może być niekorzystny wpływ działania PUE na realizację celu E zarówno w okresie „krótkim i średnim”, jak i „średnim i długim”, który wynika z efektów derogacji w zakresie ograniczania roli węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej, uzyskanych przez nasz kraj.

W „średnim i długim” okresie źródłem tym może być także działanie OCH, co należy wiązać ze zwielokrotnioną presją na wzrost cen energii elektrycznej i w jego konsekwencji pogorszeniem jej dostępności, po upływie okresu ochrony odbiorców. Do grupy działań powodujących wzajemne kompensowanie się efektów działań podejmowanych na rzecz utrzymania cen energii elektrycznej w Polsce na możliwie niskim poziomie należy włączyć działanie MOC. W okresie „krótkim i średnim” wpłynie ono bowiem na spadek bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, które ucierpi głównie wskutek zamykania bloków węglowych.

Biorąc pod uwagę zaprezentowane powyżej założenia dotyczące „wartości” poszczególnych działań, ich przypisania do obu rozpatrywanych okresów oraz do realizacji celów R, E i B, utrzymaniu cen energii elektrycznej w Polsce na możliwie niskim poziomie (realizacji celu R) w „krótkim i średnim” okresie w największym stopniu będą sprzyjały działania OCH, KOR i ZAK (tab. 5, rys. 41). Na osiągnięcie tego celu w tym okresie przeznaczonych zostanie bowiem odpowiednio 6,5, 5,6 i 3,8 jednostek „wartości” tych działań, które pozwolą na jego realizację w 53,2%. W okresie „średnim i długim” dla utrzymania cen energii elektrycznej w Polsce na możliwie niskim poziomie najbardziej ważne będą działania MOC, INF, PUE i MRY. Odpowiednio 5,9, 4,8, 3,8 i 3,8 jednostek ich „wartości” zostanie bowiem zaangażowanych w osiąganie tego celu. Pozwolą one na jego realizację w 59,4%.



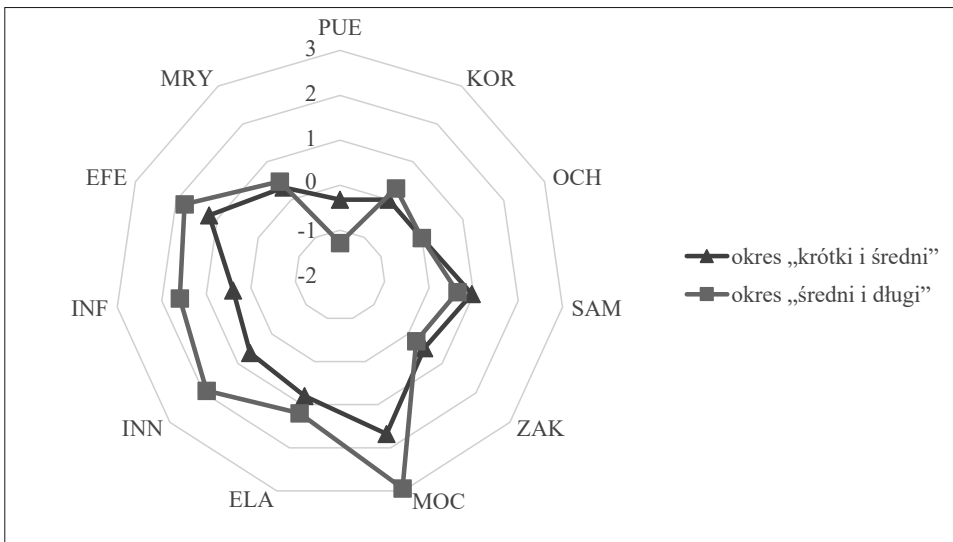


**Rysunek 41.** Rola poszczególnych działań w utrzymaniu cen energii elektrycznej w Polsce na możliwie niskim poziomie

**Źródło:** opracowanie własne.

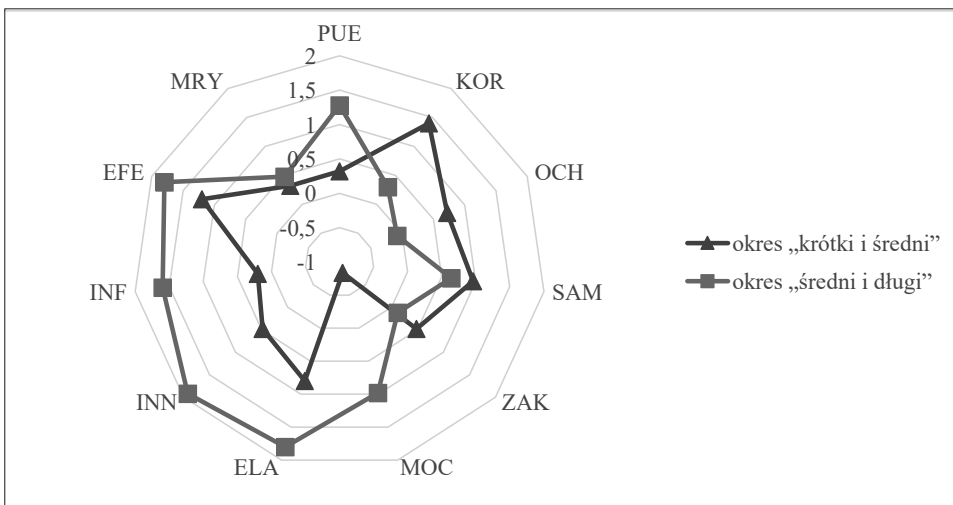
Do ograniczenia negatywnego wpływu wytwarzania energii elektrycznej na środowisko (realizacji celu E) w okresie „krótkim i średnim” w największym stopniu przyczynią się działania MOC, EFE i ELA (tab. 5, rys. 42). Na osiągnięcie tego celu „skonsumowanych” zostanie bowiem odpowiednio 1,7, 1,2 i 0,8 jednostek ich „wartości”, co pozwoli na jego realizację w 60,1%. W okresie „średnim i długim” podobną funkcję będą pełniły działania MOC, INN i EFE, które pozwolą na realizację celu E w 67,1%.

Zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej (realizacji celu B) w „krótkim i średnim” okresie najbardziej przysłużą się działania ELA, KOR i SAM (tab. 5, rys. 43). W osiągnięcie tego celu zaangażowanych zostanie bowiem odpowiednio 1,8, 1,4 i 1,0 jednostek ich „wartości”, co umożliwi jego realizację w 70,0%. W okresie „średnim i długim” do osiągnięcia celu B w największym stopniu przyczynią się działania INN, EFE i INF. Ich zaangażowanie w osiągnięcie tego celu w wymiarze odpowiednio 1,9, 1,8 i 1,6 jednostek ich „wartości” zapewni bowiem jego realizację w 57,2%.



**Rysunek 42.** Rola poszczególnych działań w ograniczaniu negatywnego wpływu wytwarzania energii elektrycznej na środowisko w Polsce

**Źródło:** opracowanie własne.



**Rysunek 43.** Rola poszczególnych działań w zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w Polsce

**Źródło:** opracowanie własne.

Istotę przedstawionych wniosków, wynikających z przeprowadzonych rozważań dotyczących głównych działań zmierzających do utrzymania cen energii elektrycznej na możliwie niskim poziomie, należy łączyć z oczekiwaniem trwałego wzrostu tych cen w najbliższych latach w naszym kraju, który wpłynie bezpośrednio

na konkurencyjność polskiej gospodarki i poziom życia Polaków. Przesłanki tego wzrostu tkwią przede wszystkim w opartej na węglu strukturze wytwarzania energii elektrycznej w naszym kraju. Dodatkowo mocno akcentowana w polityce energetycznej UE dekarbonizacja energetyki (jej wyraźnymi instrumentami jest m.in. reforma systemu handlu pozwoleniami do emisji CO<sub>2</sub>, konkluzje BAT, Pakiet zimowy UE) sprawia, że polska elektroenergetyka znajduje się w coraz trudniejszym otoczeniu regulacyjnym. W tych okolicznościach każde z działań prowadzących do ograniczenia wzrostu cen energii elektrycznej należy wdrażać w największym możliwym zakresie i z największą możliwą efektywnością.

# Bibliografia

- Atlas energii. Fakty i dane o energetyce odnawialnej w Europie*, Heinrich Böll Stiftung, Warszawa 2018.
- Badanie budżetów domowych*, GUS, <https://stat.gov.pl> (dostęp: 19.12.2018).
- Baranowski P., Raczko M., *Wzrost gospodarczy a inflacja w krajach Unii Europejskiej*, „Wiadomości Statystyczne” 2004, nr 6, GUS, Warszawa 2004.
- Best Practice Proposition Customer Protection*, Ref: E05-CFG-03-06, ERGEG, Brussels, 21 July 2006.
- Bezpośredni cel inflacyjny*, <https://pl.wikipedia.org> (dostęp: 15.01.2019).
- Bieniek P., *Ponad 6 mld zł strat z odpisów w największych spółkach*, <https://www.stockwatch.pl> (dostęp: 22.02.2016).
- Biuletyn Statystyczny, GUS, Warszawa, grudzień 2018.
- Biuletyn URE 2018, nr 2.
- Boratyński J., Plich M., Przybyliński M., *Krótkookresowe efekty zmian cen energii w polskiej gospodarce*, „Studia Prawno-Ekonomiczne” 2010, t. XXXII.
- Bronk L., Czarnecki B., Magulski R., *Elastyczność krajowego systemu elektroenergetycznego. Diagnoza, potencjał, rozwiązania*, Forum Energii, [www.forum-energii.eu](http://www.forum-energii.eu) (dostęp: 21.03.2019), Warszawa 2019.
- Bućko P., *Rola rynku bilansującego w kształtowaniu konkurencyjnych rynków energii w Polsce*, „Energetyka” 2003, nr 7.
- Budynki mogą zużywać o 80 proc. mniej energii niż dziś. Potrzebne są inwestycje w nowe technologie*, <https://www.energetyka24.com> (dostęp: 15.01.2019).
- Bukowski M., Śniegocki A., *Energia elektryczna a konkurencyjność przemysłu*, Forum Analiz Ekonomicznych, <http://www.fae.org.pl> (dostęp: 17.02.2019), Warszawa, listopad 2014.
- Bukowski M., Śniegocki A., Mezösi A., Pató Z., Maćkowiak-Pandera J., Rubczyński A., *Opcje integracji polskiego rynku energii w ramach Unii Europejskiej*, Forum Energii, <http://forum-energii.eu> (dostęp: 6.11.2018), Warszawa, marzec 2017.
- Ceny energii rosną, jakie będą konsekwencje?*, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 13.09.2018).

- Ceny energii zagrażają konkurencyjności polskiej gospodarki*, <http://zpp.net.pl/wp> (dostęp: 14.02.2019), Warszawa 2018.
- Ceny węgla energetycznego są najwyższe od lat*, <https://gornictwo.wnp.pl> (dostęp: 11.07.2018).
- Ceny węgla w górę także dla gospodarstw domowych*, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 20.09.2017).
- Chaos związany z ustawą o cenach prądu trwa*, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 26.03.2019).
- Chojnacki I., *Obligo giełdowe na poziomie 100 proc. nie będzie miało charakteru bezwzględnego*, <https://energetyka.wnp.pl> (dostęp: 20.10.2018).
- Cichosz P., Wiącek P., *Czy klastry energii zmienią polską energetykę?*, <https://www.cire.pl> (dostęp: 23.08.2017).
- Ciepiela D., *Ministerstwo Energii wylicza, ile zapłacimy za ogrzewanie domu prądem*, <https://energetyka.wnp.pl> (dostęp: 27.01.2018).
- Ciepiela D., *13 spółek może stracić koncesję na handel energią elektryczną*, <https://energetyka.wnp.pl> (dostęp: 17.12.2018).
- Coraz więcej prądu z gazu*, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 26.02.2018).
- Czas energoniezależności. Polski biznes inwestuje we własne moce wytwórcze*, <https://www.energetyka24.com> (dostęp: 15.01.2019).
- Czy duży przemysł będzie energetycznie niezależny?*, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 26.02.2018).
- De Sisternes F.J., Parsons J.E., *The Impact of Uncertainty on the Need and Design of Capacity Remuneration Mechanisms in Low-Carbon Power Systems*, MIT Center for Energy and Environmental Policy Research, Cambridge 2016.
- Deniszczuk L., Sajkiewicz B., *Kategoria minimum socjalnego*, [w:] S. Golinowska (red.), *Polska bieda II. Kryteria – Ocena – Przeciwdziałanie*, IPiSS, Warszawa 1997.
- Dlaczego ceny prądu w Polsce się różnią?*, <https://poprostuenergia.pl> (dostęp: 4.04.2018).
- Dlaczego Niemcy płacą 2x więcej za prąd?*, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 3.06.2015).
- Dragan M., *URE będzie kontrolować podejrzone transakcje na hurtowym rynku energii*, <https://serwisy.gazetaprawna.pl> (dostęp: 16.09.2015).
- Duży nie zawsze może więcej*, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 4.06.2015).
- Dziś padł historyczny rekord zapotrzebowania na moc w szczycie letnim*, <https://forsal.pl> (dostęp: 31.07.2018).
- Ecke J., Steinert T., Bukowski M., Śniegocki A., *Polski sektor energetyczny 2050. 4 scenariusze*, Forum Energii, [www.forum-energii.eu](http://www.forum-energii.eu) (dostęp: 18.12.2018), wrzesień 2017.
- EU ETS: Rada zatwierdziła reformę polityki klimatycznej*, <http://biznesalert.pl> (dostęp: 27.02.2018).
- Firmy zawalczą o „zieloną” energię*, <https://www2.deloitte.com> (dostęp: 29.08.2018).
- Gigantyczny odpis i gigantyczna strata PGE*, <https://www.pb.pl> (dostęp: 25.08.2015).
- Graczyk A., *Rozwój rynku handlu pozwoleniami na emisję CO<sub>2</sub> w Unii Europejskiej*, „Acta Energetica” 2009, nr 1.
- Grosse T.G., *Dwupoziomowy system polityczny w Europie*, „Przegląd Europejski” 2012, nr 2.

- Grudzień A., Rusowicz A., Leszczyński M., *Analiza systemów klimatyzacji dla różnych typów hoteli*, „Rynek Energii” 2019, nr 2(141).
- Grupa PGE otrzymała zgodę na przejęcie EDF Polska, <https://www.gkpge.pl> (dostęp: 5.10.2017).
- Herbuś I., *Ubóstwo energetyczne jako wzrastający problem współczesnych samorządów*, „Zeszyty Naukowe Politechniki Częstochowskiej” 2017, nr 25, t. 2.
- Hotelarze chcą utworzyć grupę zakupową, <https://www.cire.pl> (dostęp: 22.02.2019).
- <http://www.elektrykon.pl>.
- <https://ec.europa.eu/eurostat>.
- <https://stat.gov.pl>.
- <https://tge.pl>.
- <https://www.gov.pl>.
- <https://www.ure.gov.pl>.
- Import prądu najwyższy od 30 lat, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 4.01.2018).
- Jakie będą skutki ustawy o dotowaniu prądu?, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 31.12.2018).
- Jakóbik W. (red.), *Jaka energia będzie napędzać polską gospodarkę?*, Instytut Jagielloński, Warszawa, czerwiec 2016.
- Jakóbik W., *Polska przegrywa politykę klimatyczną*, <http://biznesalert.pl> (dostęp: 11.11.2017).
- Jęzowski P., *Polityka klimatyczne UE a rozwój polskiej energetyki konwencjonalnej*, „Kwartalnik Kolegium Społeczno-Ekonomicznego. Studia i Prace” 2011, nr 2.
- Kamiński J., *Metody szacowania siły rynkowej w sektorze energetycznym*, „Polityka Energetyczna” 2009, t. 12, z. 2/2.
- KE podała ile uprawnień do emisji trafi do rezerwy stabilizacyjnej, <http://biznesalert.pl> (dostęp: 16.05.2018).
- Kompetencje Prezesa UOKiK, <https://www.uokik.gov.pl> (dostęp: 18.03.2019).
- Koniec tradycyjnej energetyki? Jak wygrać w dobie zmian, PwC, ING Bank Śląski, Warszawa 2015.
- Koszty rynku mocy o miliard zł wyższe niż zakładał rząd, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 21.11.2018).
- Krupa K., Gola S., *Rynek zdolności wytwórczych w aspekcie bezpieczeństwa dostaw oraz wpływu na rynek energii elektrycznej*, „Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami i Energią PAN” 2016, nr 95.
- Krupa K., Moskwik K., Roszkowski M., *Wyniki polskich grup elektroenergetycznych za rok 2018. Co dalej?*, Instytut Jagielloński, <http://jagiellonski.pl> (dostęp: 15.04.2019).
- Krysiak P., *Pakiet zimowy UE wchodzi w życie*, „Rynek Instalacyjny” 2019, nr 3.
- Księżopolski K., *Czy polska energetyka potrzebuje rewolucji?*, [www.energetyka24.com](http://www.energetyka24.com) (dostęp: 28.02.2019).
- Kucińska-Bar A., Manteuffel P., *Niemcy wzorem dla Polski we wspieraniu przemysłu energochłonnego?*, <https://www.energetyka24.com> (dostęp: 31.08.2018).
- Kulesa M., *Energia Plus – nowe trendy na rynku energii*, XIV Kongres Nowego Przemysłu, Warszawa, 12.10.2017.

- Kurella J., *Najważniejsze pytanie w energetyce – ile Polacy zapłacą za prąd w 2019 roku*, Instytut Staszica, <https://www.energetyka24.com> (dostęp: 3.01.2019).
- Kurowski P., *Koszty minimum socjalnego i minimum egzystencji – dotychczasowe podejście*, IPISS, Warszawa 2002.
- Kurowski P., *Wydatki gospodarstw domowych na energię elektryczną. Próba ustalenia grup odbiorców wrażliwych na podwyżki cen energii*, Biuletyn URE 2008, nr 5.
- Kurowski P., *Zagrożenie ubóstwem energetycznym. Próba ustalenia zjawiska*, Biuletyn URE 2012, nr 79.
- Lemkowski M., *Drożejący prąd generuje spory*, <http://www.codozasady.pl> (dostęp: 4.10.2018).
- Lis M., Miazga A., *Kogo obciąży wzrost cen energii? Mapa wydatków energetycznych Polaków*, „IBS Working Paper” 2015, nr 11.
- Łakoma A., *Nowe wyzwania dla energetyki*, „Rzeczpospolita”, 4.05.2015.
- Łódzka Grupa Zakupowa zaoszczędziła ok. 30 mln zł na energii elektrycznej, <https://portal-komunalny.pl> (dostęp: 30.05.2017).
- Łódź zaoszczędziła w mijającym roku 15 mln zł na zakupie energii, <https://finanse.wp.pl> (dostęp: 29.12.2015).
- Maćkowiak-Pandera J., Rączka J., *Dlaczego ustawa prądowa może wywołać więcej szkody niż pożytku*, Forum Energii, <https://www.forum-energii.eu/pl> (dostęp: 19.02.2019), Warszawa 2019.
- Metodyka obliczania miar inflacji bazowej publikowanych przez Narodowy Bank Polski*, Departament Analiz Ekonomicznych NBP, Warszawa 2018.
- Metropolia Górnośląska-Zagłębiowska rozpięła przetarg na zakup energii elektrycznej, <https://www.energetyka24.com> (dostęp: 12.04.2018).
- Miazga A., Owczarek D., *Dom zimny, dom ciemny – czyli ubóstwo energetyczne w Polsce*, „IBS Working Paper” 2015, nr 16.
- Mielczarski W., *Musimy wybudować 14 nowych bloków węglowych klasy 900 MW w ciągu następnych 20 lat*, <https://www.cire.pl> (dostęp: 14.11.2018).
- Mielczarski W., *Polityka energetyczna Polski 2040*, <https://biznesalert.pl> (dostęp: 7.11.2018).
- Mielczarski W., *Rynek energii elektrycznej. Wybrane aspekty techniczne i ekonomiczne*, Wydawnictwo Politechniki Łódzkiej, Łódź 2003.
- Mielczarski W., *Wzrost ceny pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> jest wynikiem spekulacji na ich rynku*, <https://www.cire.pl> (dostęp: 15.10.2018).
- Minister Energii wezwał KE do interwencji na rynku CO<sub>2</sub>, <https://www.pb.pl> (dostęp: 15.10.2018).
- Moskwik K., Krupa K., *Czas przebrojenia? O wpływie cen energii elektrycznej oraz elektrochłonności na sektory i branże polskiej gospodarki*, Instytut Jagielloński, <http://jagiellon-ski.pl> (dostęp: 17.10.2018).
- Motowidlak T., *Dylematy Polski w zakresie wdrażania polityki energetycznej Unii Europejskiej*, „Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal” 2018, t. 21, z. 1.
- Motowidlak T., *Efekty wdrażania polityki energetycznej Unii Europejskiej w zakresie rynku energii elektrycznej*, Wydawnictwo Uniwersytetu Łódzkiego, Łódź 2010.

- Motowidlak T., *Główne linie podziału między Komisją Europejską a Polską w zakresie polityki energetycznej*, „Folia Oeconomica Acta Universitatis Lodziensis” 2018, nr 1(333).
- Motowidlak T., *Programy DSR instrumentem poprawy bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej*, „Przegląd Naukowo-Metodyczny Edukacja dla Bezpieczeństwa” 2017, nr 1(34).
- Możliwe rekompensaty dla obywateli w związku z cenami energii*, <http://centrumprasowe.pap.pl> (dostęp: 12.10.2018).
- Mrowiec P., *Umowy typu Power Purchase Agreement (PPA) w Polsce*, <http://www.roedl.net/pl> (dostęp: 4.01.2019).
- Najniższy udział węgla w polskiej energetyce od 100 lat*, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 16.02.2018).
- Niemcy miały najwyższe ceny energii w Europie*, <https://biznesalert.pl> (dostęp: 10.01.2019).
- NIK o ochronie praw konsumenta energii elektrycznej*, <https://www.nik.gov.pl> (dostęp: 2.11.2018).
- Noga M., *Inflacja a wzrost gospodarczy – ujęcie teoretyczne i zastosowania w polityce makroekonomicznej*, <http://mikroekonomia.net/system> (dostęp: 14.01.2019).
- Nowakowski R., *Polityka klimatyczna będzie drożeć*, <https://www.cire.pl> (dostęp: 28.08.2018).
- Nowe obowiązki URE*, <https://www.cire.pl> (dostęp: 16.09.2015).
- Obowiązki uczestników rynku wynikające z REMIT oraz znowelizowanego Prawa energetycznego*, Deloitte, <https://www2.deloitte.com>, 2015.
- Ochrona praw konsumenta energii elektrycznej. Raport NIK*, Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji, Warszawa, październik 2018.
- Olkuski T., Suwała W., Wyrwa A., *Perspektywy energetyki węglowej w Polsce i na świecie*, „Rynek Energii” 2017, nr 4(131).
- Paska J., *Polityka energetyczna Polski na tle polityki energetycznej Unii Europejskiej*, „Polityka Energetyczna” 2013, t. 16, z. 4.
- PGE schodzi z giełdy*, [www.wysokienapiecie.pl](http://www.wysokienapiecie.pl) (dostęp: 9.07.2017).
- Piechoła I., Świątanowski A., Rudzki R. i in., *Polska energetyka na fali megatrendów*, Forum Analiz Energetycznych, <http://www.fae.org.pl>, Warszawa 2016, s. 33.
- Pielach M., *Inflacja wzrośnie, decydujące będą ceny energii*, <https://www.obserwatorfinansowy.pl> (dostęp: 13.11.2018).
- PKEE namawia Brukselę do interwencji na rynku uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>*, <https://www.pkee.pl> (dostęp: 16.10.2018).
- Polacy mogą stracić 7 mld zł przez niewielką konkurencję na rynku energii elektrycznej*, [www.cire.pl](http://www.cire.pl) (dostęp: 17.03.2015).
- Polityka energetyczna 2040 – pobożne życzenia w sprawie węgla i atomu*, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 26.11.2018).
- Polityka ochrony konsumentów i konkurencji*, UOKiK, Warszawa 2015.
- Polska blokuje import taniej energii*, <https://tvn24bis.pl> (dostęp: 8.06.2016).
- Polska fabryka Mercedesa będzie zasilana OZE*, <http://biznesalert.pl> (dostęp: 3.08.2018).
- Polska interweniuje w Brukseli w sprawie cen CO<sub>2</sub>. Jakie są szanse na sukces?*, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 19.10.2018).



- Polska krajem z wysokim wskaźnikiem ingerencji państwa w gospodarkę, ale bardziej liberalna niż Niemcy i Francja*, <https://www.pwc.pl> (dostęp: 13.02.2018).
- Polska. Z energią działa lepiej. Raport PTPIREE*, <https://leonardo-energy.pl> (dostęp: 2.12.2018), Warszawa 2015.
- Popczyk J., *Klastrowy rynek energii elektrycznej. Wirtualna osłona klastrowa*, Biblioteka Źródłowa Energetyki Prosumenckiej, <https://www.cire.pl> (dostęp: 20.12.2016).
- Popczyk J., *Klasy energetyczne – tak. Energetyka jądrowa i rynek mocy – nie. Nowy rynek energii elektrycznej – tak, na ten jest już najwyższy czas!!!*, Biblioteka Źródłowa Energetyki Prosumenckiej, <https://www.cire.pl> (dostęp: 16.08.2016).
- Popczyk J., *Net metering w ustawie o Odnawialnych Źródłach Energii*, „Czysta Energia” 2016, nr 6.
- Porozumienie o reformie polityki klimatycznej izoluje Polskę*, <http://biznesalert.pl> (dostęp: 10.11.2017).
- Pozycja konsumenta na rynku energii elektrycznej*, UOKiK, Warszawa–Wrocław 2011.
- Program Energia plus zakłada długofalową obniżkę cen energii*, <https://www.energetyka24.com> (dostęp: 10.01.2019).
- Projekcja inflacji i wzrostu gospodarczego Narodowego Banku Polskiego na podstawie modelu NECMOD*, Departament Analiz Ekonomicznych NBP, Warszawa 2018.
- Projekt polityki energetycznej Polski do 2040 r.*, Ministerstwo Energii, Warszawa 2018.
- Quarterly Report on European Electricity Markets*, DG Energy, Market Observatory for Energy, Volume 11 (issue 2; second quarter of 2018), Brussels 2018.
- Rachunek za importowany węgiel wyniósł w 2018 r. ok. 7 mld zł*, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 15.04.2019).
- Raport o inflacji*, Departament Analiz Ekonomicznych NBP, Warszawa 2018.
- Raport o rynku energii elektrycznej i gazu ziemnego w Polsce w 2013 r.*, RWE Polska S.A., Warszawa 2014.
- Raport 2017 KSE*, <https://www.pse.pl> (dostęp: 13.09.2018), Warszawa 2018.
- Raporty PSE S.A. za lata 2010–2017*, <https://www.pse.pl> (dostęp: 4.12.2018).
- Revolucja w ogrzewaniu. Pompy ciepła u progu zmian*, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 27.09.2018).
- Roszkowski M., Kowalski K., Moskwik K. i in., *Dlaczego warto liczyć pieniądze w energetyce?*, Instytut Jagielloński, <http://jagiellonski.pl> (dostęp: 14.02.2019), Warszawa 2019.
- Rośnie awaryjność polskich elektrowni*, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 12.02.2019).
- Rośnie cena zielonych certyfikatów. w tym roku popyt może być wyższy*, <https://www.cire.pl> (dostęp: 12.02.2018).
- RPP: Inflacja może przekroczyć 2,5% r/r w 2019 r. przez ceny energii*, <http://wyborcza.biz> (dostęp: 22.11.2018).
- Ruszel M., *Wpływ Polski na kształtowanie polityki energetycznej Unii Europejskiej*, [w:] J.M. Fiszer (red.), *Dziesięć lat członkostwa Polski w Unii Europejskiej. Próba bilansu i nowe otwarcie*, Instytut Studiów Politycznych PAN, Warszawa 2015.
- Rynek energii elektrycznej w Polsce – stan na 31 marca 2010 r.*, TOE, Warszawa 30.04.2010.
- Rynek mocy, czyli jak uniknąć blackoutu. Analiza zasadności wdrożenia kompleksowego mechanizmu rynku mocy w Polsce*, PKEE, Warszawa 2016.

- Rynek mocy pokazał swoją moc, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 16.11.2018).
- Sałach K., Lewandowski P., *Pomiar ubóstwa energetycznego na podstawie danych BBGD – metodologia i zastosowanie*, Instytut Badań Strukturalnych, Warszawa, styczeń 2018.
- Sałach K., Lewandowski P., *Ubóstwo energetyczne w Polsce 2012–2016. Zmiany w czasie i charakterystyka zjawiska*, Instytut Badań Strukturalnych, Warszawa, luty 2018.
- Sawicki B., Rzędowski A., Schnell Ch. (red.), *Mapa drogowa polskiej elektroenergetyki 2030+*, Związek Przedsiębiorców i Pracodawców Sektora Energii, Instytut Jagielloński, Solivan Pontes, Warszawa 2017.
- Sądne dni dla spółek obrotu, <http://biznesalert.pl> (dostęp: 12.09.2018).
- Schnell Ch. (red.), *Mapa drogowa polskiej elektroenergetyki 2030+*, Instytut Jagielloński, <http://jagiellonski.pl> (dostęp: 28.11.2018), Warszawa, listopad 2017.
- Schnell Ch., Roszkowski M., *Trwały wzrost cen energii zmieni dopiero modyfikacja polskiego miks energetycznego. Czy stać nas na marnowanie czasu?*, Instytut Jagielloński, <http://jagiellonski.pl> (dostęp: 8.10.2018), Warszawa, październik 2018.
- Sejm przyjął ustawę dot. ustabilizowania cen sprzedaży energii w '19, <https://www.cire.pl> (dostęp: 28.12.2018).
- Sejm przyjął ustawę o rynku mocy. Od 2021 r. konsumenci w rachunkach będą płacić specjalną opłatę, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 13.07.2017).
- Sejm znolizował ustawę o odnawialnych źródłach energii, <https://energetyka.wnp.pl> (dostęp: 7.06.2016).
- Słojewska A., *Elektrownie zapłacą za emisję*, „Rzeczpospolita”, 8.10.2008.
- Słojewska A., *Klimatyczny kompromis*, „Rzeczpospolita”, 13.12.2008.
- Sondaż: Podwyżki cen prądu budzą strach, <https://www.rp.pl>, 5.12.2018.
- Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2014 r., URE, Warszawa, kwiecień 2015.
- Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2016 r., URE, Warszawa, kwiecień 2017.
- Stan liberalizacji rynku energii elektrycznej w Polsce, TOE, Warszawa 2005.
- Stanowisko Związku Pracodawców Prywatnych Energetyki w ramach debaty nad poziomem cen energii w umowach sprzedaży realizowanych w warunkach rynkowych, <https://www.cire.pl> (dostęp: 27.12.2018).
- Stępnia A., Tomaszewska A., *Ubóstwo energetyczne a efektywność energetyczna*, Instytut na rzecz Ekorozwoju, Warszawa 2013.
- Strupczewski A., *Analiza i ocena kosztów energii elektrycznej z różnych źródeł energii w Polsce*, Raport NCBJ, <https://docplayer.pl> (dostęp: 12.10.2018), Warszawa 2015.
- Swora M., Muras Z., *Prawo energetyczne. Komentarz*, Wolters Kluwer Polska, Warszawa 2010.
- Sytuacja gospodarstw domowych w 2017 r. w świetle wyników badania budżetów gospodarstw domowych, <https://stat.gov.pl> (dostęp: 18.12.2018).
- Szablewski A.T., *Liberalizacja a bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej*, Wydawnictwo Key Text, Warszawa 2012.
- Szablewski A.T., *Zarys teorii i praktyki reform regulacyjnych na przykładzie energetyki*, Wydawnictwo DOG, Łódź–Warszawa 2003.
- Szczerbowski R., *Wyzwania polskiego sektora wytwórczego do 2030 roku*, „Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN” 2018, nr 102.

- Szybki monitoring NBP. Analiza sytuacji sektora przedsiębiorstw, NBP, 10/2018.
- Szybki monitoring NBP. Analiza sytuacji sektora przedsiębiorstw, NBP, 1/2019.
- Szymczak J., *Dlaczego drożeje ciepło?*, <https://www.cire.pl> (dostęp: 3.01.2019).
- Świrski K., *Energetyczne pocztówki – Ukraina. Szansa na tani import energii czy zagrożenie dla naszego rynku?*, <http://konradswirski.blog.tt.com.pl> (dostęp: 27.11.2018).
- Świrski K., *Iluzja i klęska konkurencyjnego rynku energii dla odbiorców indywidualnych...*, <https://www.cire.pl> (dostęp: 10.09.2018).
- Świrski K., *Projekt nowelizacji ustawy potocznie zwanej „ustawa o prądzie”*, <https://www.cire.pl> (dostęp: 20.02.2019).
- Świrski K., *Rekompensata i rachunek za energię – Polska i Niemcy – dwie strategie*, <https://www.cire.pl> (dostęp: 7.12.2018).
- Świrski K., *Ukraina ma poważniejszy problem z cenami gazu i energii*, <https://biznesalert.pl> (dostęp: 23.10.2018).
- Świrski K., *100% obligo giełdowe, które jednak będzie w okolicach 30–40%*, <http://konradswirski.blog.tt.com.pl> (dostęp: 14.12.2018).
- Tauron chce zwiększać udział w rynku przetargów na energię, <https://energetyka.wnp.pl> (dostęp: 26.07.2017).
- Tauron dostarczy energię dla największej grupy zakupowej w Polsce, <http://biznesalert.pl> (dostęp: 16.11.2018).
- Technologie pomagają zbić wysokie rachunki za prąd, <https://www.polska2041.pl> (dostęp: 8.01.2019).
- Tomasik M., *Nowe standardy emisyjne w dyrektywie IED dotyczące źródeł spalania paliw – ich transpozycja i wejście w życie*, <https://www.cire.pl> (dostęp: 4.12.2014).
- Trela M., Dubel A., *Porównanie systemów wsparcia odnawialnych źródeł energii w Polsce: zielone certyfikaty vs system aukcyjny na przykładzie instalacji pv*, „Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal” 2017, t. 20, z. 2.
- UOKiK zakazał koncentracji pomiędzy PGE oraz Energą, <http://archiwum.gf24.pl> (dostęp: 21.01.2011).
- URE pisze do rządu: przemysł ma problem ze znalezieniem sprzedawców prądu, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 20.02.2019).
- Ustawa o cenach zabija rynek, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 11.02.2019).
- Varian H.R., *Mikroekonomia. Kurs średni – ujęcie nowoczesne*, Warszawa 2013.
- W Polsce nie ma miejsca na stały import energii elektrycznej, <https://www.tvp.info> (dostęp: 5.09.2017).
- W 2018 r. najwyższe w historii giełdy obrotu energią elektryczną i gazem, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 4.01.2019).
- Węgiel tanieje w Europie, ale drożeje w Polsce, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 08.04.2019).
- Węgrzyn A., *Rynek energii elektrycznej w Polsce – wybrane zagadnienia*, <http://energystreamer.pl> (dostęp: 28.12.2018).
- Wieczerek-Krusińska A., *Drożejąca energia dobija sprzedawców*, <https://energia.rp.pl> (dostęp: 12.09.2018).

- Wieczerzak-Krusińska A., *Regulacje przywrócą konkurencję*, <https://energia.rp.pl> (dostęp: 3.09.2017).
- Wiśniewski G., *Co inwestorzy mają z uchwalonej ustawy o odnawialnych źródłach energii?*, <https://www.cire.pl> (dostęp: 23.06.2016).
- Wiśniewski G., *Długookresowo Ministerstwo Energii wspiera rozwój prosmenckich OZE i efektywność energetyczną*, <https://www.cire.pl> (dostęp: 18.07.2016).
- Wkład polskiego sektora energetycznego w realizację globalnej polityki energetycznej*, Raport PKEE, Warszawa 2018.
- Wojtkowska-Łodej G., Graczyk A., Szablewski A.T., *Uwarunkowania rozwoju energetyki w zakresie polityki energetycznej i regulacyjnej*, Dom Wydawniczy Elipsa, Warszawa 2016.
- Wojtkowska-Łodej G., Szablewski A.T., Motowidlak T., *Wybrane problemy zrównoważonego rozwoju elektroenergetyki*, Dom Wydawniczy Elipsa, Warszawa 2018.
- World Energy Outlook 2018*, IEA, Paris 2019.
- Wracają stopnie zasilania. Blackout coraz bliżej*, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 10.08.2015).
- Zaporowski B., *Koszty wytwarzania energii elektrycznej dla perspektywicznych technologii wytwórczych polskiej elektroenergetyki*, „Polityka Energetyczna” 2012, t. 15, z. 4.
- Zasuń R., *Gorzki koniec negocjacji w sprawie CO<sub>2</sub>*, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 10.11.2017).
- Zielone certyfikaty najdroższe od 2 lat*, <https://wysokienapiecie.pl> (dostęp: 17.07.2018).
- Zmiana sprzedawcy prądu – Brytyjczycy świecą przykładem*, [www.wysokienapiecie.pl](http://www.wysokienapiecie.pl) (dostęp: 28.04.2014).
- ZPP o cenach prądu: możemy mieć najdroższą energię w Europie*, <https://www.energetyka24.com> (dostęp: 2.11.2018).
- Zużycie energii w gospodarstwach domowych*, GUS, Warszawa 2017.
- 5 mitów polskiej elektroenergetyki*, PwC, ING Bank Śląski, Warszawa, maj 2014.
- 7 pokus polskiej energetyki 2016*, PwC, Warszawa, maj 2016.
- 100-procentowe obligo giełdowe to gwarancja stabilnych cen*, <https://www.cire.pl> (dostęp: 31.07.2018).



# Spis tabel

Tabela 1.	Czynniki wsparcia i przyczyny wzrostu cen energii elektrycznej w Polsce .....	20
Tabela 2.	Wpływ praw majątkowych na ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych w Polsce .....	40
Tabela 3.	Główne efekty wzrostu cen energii elektrycznej i przykłady ich możliwych konsekwencji .....	44
Tabela 4.	Wartość dodana brutto gospodarki Polski generowana przez główne branże przemysłowe .....	68
Tabela 5.	Założenia ilościowe dotyczące działań na rzecz utrzymania cen energii elektrycznej w Polsce na możliwie niskim poziomie.....	114



# Spis rysunków

Rysunek 1.	Dotychczasowa i prognozowana paliwowa struktura wytwarzania energii elektrycznej w Polsce.....	14
Rysunek 2.	Struktura kosztów wytwarzania energii elektrycznej w Polsce	15
Rysunek 3.	Główne komponenty ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych w Polsce.....	17
Rysunek 4.	Notowania kontraktów terminowych BASE i PEAK na dostawy energii elektrycznej w 2019 r.....	18
Rysunek 5.	Ceny pozwoleń na emisję CO <sub>2</sub> i ceny węgla ARA w okresie 2010–2018.....	23
Rysunek 6.	Indeksy cenowe PSCMI1 i ARA w okresie październik 2017–wrzesień 2018.....	25
Rysunek 7.	Wskaźniki koncentracji na rynku energii elektrycznej w Polsce .....	26
Rysunek 8.	Podmiotowa struktura wytwarzania energii elektrycznej w Polsce.....	27
Rysunek 9.	Skala zmian sprzedawców energii elektrycznej w Polsce .....	28
Rysunek 10.	Dynamika zmian sprzedawców energii elektrycznej w Polsce ...	29
Rysunek 11.	Udziały energii elektrycznej dostarczonej w ramach TPA w jej dostawach ogółem w Polsce .....	30
Rysunek 12.	Wolumeny energii elektrycznej będące przedmiotem obrotu giełdowego w Polsce.....	32
Rysunek 13.	Ceny hurtowe energii elektrycznej w Polsce i państwach sąsiednich .....	34
Rysunek 14.	Transgraniczna wymiana energii elektrycznej Polski.....	35
Rysunek 15.	Dynamika wytwarzania i zużycia energii elektrycznej w Polsce .....	38
Rysunek 16.	Struktura wydatków na nośniki energii gospodarstw domowych w Polsce.....	48



Rysunek 17.	Dochód rozporządzalny (DR), wydatki ogółem i wydatki na energię gospodarstw domowych w Polsce .....	49
Rysunek 18.	Problem ubóstwa energetycznego w Polsce .....	50
Rysunek 19.	Poziom osiąganego dochodu a ubóstwo energetyczne w Polsce .....	51
Rysunek 20.	Wyposażenie gospodarstw domowych w Polsce w sprzęt RTV i AGD .....	52
Rysunek 21.	Wydatki na energię elektryczną gospodarstw domowych w Polsce .....	53
Rysunek 22.	Minimum egzystencji a ceny energii elektrycznej.....	54
Rysunek 23.	Struktura przeciętnych wydatków na jedną osobę gospodarstw domowych w Polsce.....	57
Rysunek 24.	Dynamika udziałów głównych pozycji koszyka CPI .....	58
Rysunek 25.	Wskaźnik inflacji CPI w Polsce w latach 2011–2018 i jego prognoza na okres 2019–2020 .....	60
Rysunek 26.	Dekompozycja zmiany projekcji inflacji CPI w Polsce między rundą listopadową i lipcową.....	61
Rysunek 27.	Sektorowa struktura zużycia energii elektrycznej w Polsce .....	62
Rysunek 28.	Sektorowa struktura wartości dodanej brutto gospodarki Polski .....	64
Rysunek 29.	Elektrochłonność wytwarzania wartości dodanej brutto przez sektory gospodarki Polski.....	65
Rysunek 30.	Dynamika elektrochłonności wartości dodanej brutto wytwarzanej przez sektory gospodarki Polski.....	66
Rysunek 31.	Udział sektorów gospodarki w wartości dodanej brutto i zużyciu energii elektrycznej, potrzebnej do jej wytworzenia, w Polsce.....	66
Rysunek 32.	Udział kosztów energii elektrycznej w wytwarzaniu wartości dodanej brutto głównych branż przemysłowych Polski .....	69
Rysunek 33.	Główne bariery rozwoju przedsiębiorstw w Polsce (odsetek przedsiębiorstw w badanej próbie).....	71
Rysunek 34.	Główne czynniki mogące wpłynąć na wzrost cen produktów przedsiębiorstw w Polsce .....	72
Rysunek 35.	Kluczowe możliwości ograniczania cen energii elektrycznej w Polsce .....	81
Rysunek 36.	Efektywność systemu dodatków energetycznych w Polsce.....	90
Rysunek 37.	Założenia dotyczące czasowej lokalizacji wpływu głównych działań na rzecz utrzymania cen energii elektrycznej w Polsce na możliwie niskim poziomie .....	116
Rysunek 38.	Założenia dotyczące wpływu głównych działań na rzecz utrzymania cen energii elektrycznej w Polsce na możliwie niskim poziomie na realizację celów polityki energetycznej UE w okresie „krótkim i średnim” .....	116

Rysunek 39.	Założenia dotyczące wpływu głównych działań na rzecz utrzymania cen energii elektrycznej w Polsce na możliwie niskim poziomie na realizację celów polityki energetycznej UE w okresie „średnim i długim” .....	118
Rysunek 40.	Efektywność działań na rzecz utrzymania cen energii elektrycznej w Polsce na możliwie niskim poziomie .....	118
Rysunek 41.	Rola poszczególnych działań w utrzymaniu cen energii elektrycznej w Polsce na możliwie niskim poziomie .....	120
Rysunek 42.	Rola poszczególnych działań w ograniczaniu negatywnego wpływu wytwarzania energii elektrycznej na środowisko w Polsce.....	121
Rysunek 43.	Rola poszczególnych działań w zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w Polsce .....	121

