

## Nieudana ingerencja państwa

# Jak nie stabilizować cen energii elektrycznej

**ELŻBIETA SIKORSKA**

*Pomimo konsekwentnej polityki Unii Europejskiej ograniczania emisji CO<sub>2</sub> i świadomości jej wpływu na wzrost cen uprawnień do emisji, organ odpowiedzialny nie zapobiegł skokowemu wzrostowi cen energii elektrycznej w 2019 r. i w następujących latach. Ustawa, która zamroziła ceny obowiązywała tylko w 2019 r. i miała charakter doraźny. Została przygotowana w pośpiechu, nierzetelnie, niezgodnie z zasadami legislacji, bez konsultacji z podmiotami podlegającymi regulacji, z niekompletną oceną skutków. Nie zadbano o uzyskanie w odpowiednim czasie wymaganych opinii zgodności z prawem Unii Europejskiej. Choć ustawę przewidziano tylko na rok, była w tym czasie czterokrotnie nowelizowana, w tym dwukrotnie ze względu na naruszenie przepisów UE. Osiągnięta w ten sposób stabilizacja cen kosztowała 4,5 mld zł. NIK oszacowała, że koszty mechanizmów rekompensacyjnych czterech największych sprzedawców energii elektrycznej i spółki dokonującej rozliczeń wyniosły blisko 24 mln zł. W 2019 r. gospodarstwa domowe zaoszczędziły przeciętnie od 109 do 305 zł. Ustawa nie miała wpływu na ceny energii elektrycznej po 2019 r. i kiedy przestała obowiązywać wzrosły one dla nich o prawie 20%.*

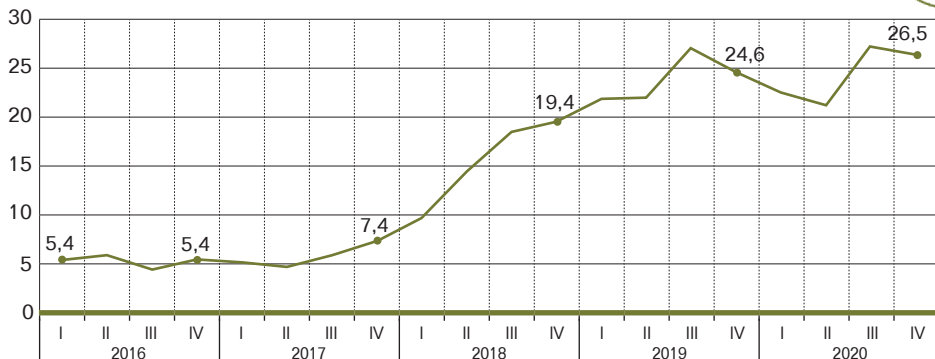
W Polsce w 2020 r. elektrownie opalane węglem kamiennym i węglem brunatnym wyprodukowały blisko 74% energii elektrycznej. Ponad 9% energii pochodziło z elektrowni gazowych. Oznacza to, że na koszt jej wytwarzania główny wpływ mają: cena uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> oraz ceny węgla kamiennego i brunatnego.

Uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub> muszą kupować podmioty wykorzystujące instalacje emitujące dwutlenek węgla,

a więc także elektrownie i elektrociepłownie produkujące prąd z węgla i gazu. Do 2018 r. cena uprawnień nie była wysoka ze względu na ich dużą podaż. Jeszcze w I kwartale 2018 r. wynosiła na aukcjach 9,7 euro/t. Jednak w kwietniu 2018 r. weszła w życie dyrektywa Parlamentu Europejskiego, która zmieniła system handlu uprawnieniami. Jej celem było ograniczenie podaży uprawnień, co prowadziło do wzrostu cen. W IV kwartale 2018 r. cena aukcyjna wynosiła 19,4 euro/t,

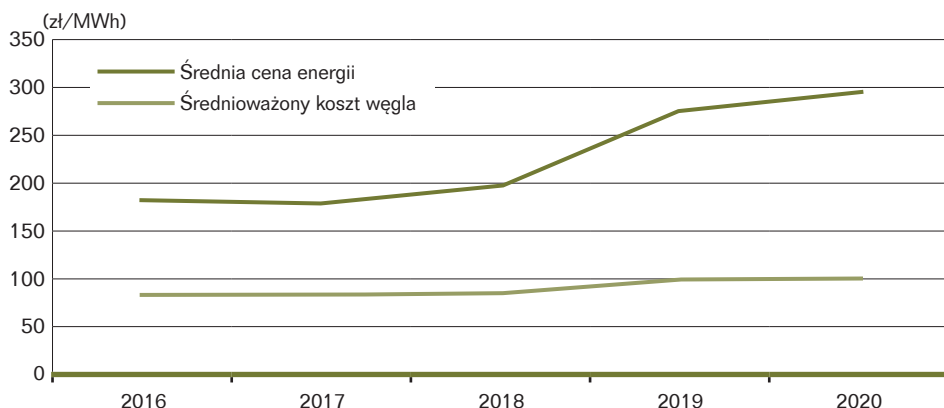


Rysunek 1. Cena aukcyjna uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (euro/t)



Źródło: <<https://handel-emisjami-co2.cire.pl/>>.

Rysunek 2. Średnia cena energii elektrycznej, w tym koszt zużywanego węgla w jednostkach wytwórczych opalanych węglem (zł/MWh)

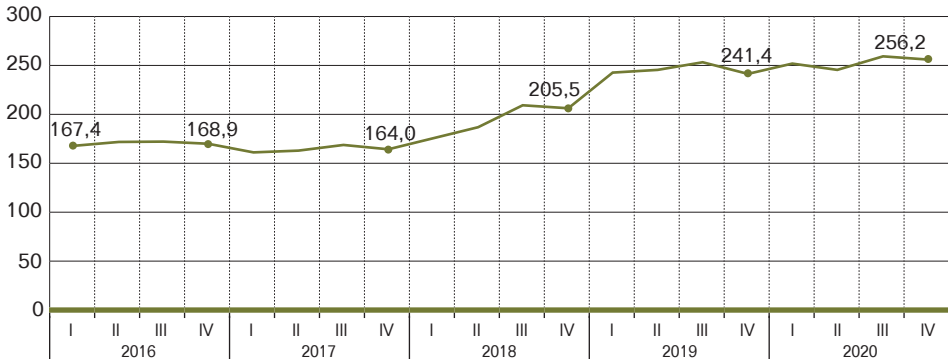


Źródło: <<https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/ceny-wskazniki/7854,Sredniowazony-koszt-wegla-zuzywanego-przez-jednostki-wytworcze-centralnie-dyspon.html>>.

a rok później 24,6 euro/t. Doprowadziło to do szybkiego wzrostu cen uprawnień, a w konsekwencji natychmiast identyczną sytuacją odnotowano na rynku hurtowym. Koszty zakupu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> to niemal 2/3 cen hurtowych energii elektrycznej. W I kwartale 2018 r. jedna megawatogodzina kosztowała 174,9 zł,

w I kwartale 2019 r. – 241,8 zł, a w I kwartale 2020 r. – 250,9 zł. Ceny na rynku hurtowym spowodowały, że przedsiębiorstwa energetyczne sprzedające energię elektryczną przygotowały na 2019 r. nowe cenniki, w których energia elektryczna była droższa nawet o połowę niż w 2018 r.

Rysunek 3. Średnia kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w Polsce (zł/MWh)



Źródło: Urząd Regulacji Energetyki.

W listopadzie 2018 r. rząd zapowiedział, że ceny energii elektrycznej w 2019 r. nie wzrosną z powodu konieczności ochrony odbiorców energii elektrycznej przed nagłym wzrostem kosztów zaopatrzenia w energię elektryczną. 28 grudnia 2018 r. Sejm uchwalił ustawę o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw, zwaną potocznie ustawą prądową lub ustawą o cenach energii elektrycznej. Weszła w życie 1 stycznia 2019 r.

Umożliwiła:

- zmniejszenie podatku akcyzowego z 20 zł/MWh do 5 zł/MWh;

- obniżenie stawek opłaty przejściowej<sup>1</sup>;
- wprowadzenie mechanizmu utrzymania cen energii elektrycznej z I półrocza 2018 r. do końca 2019 r., przy jednoczesnej wypłacie utraconych przychodów przedsiębiorstwom obrotu.

NIK skontrolowała Ministerstwo Klimatu i Środowiska – właściwe w sprawach energetyki, Urząd Regulacji Energetyki, Zarządcę Rozliczeń SA<sup>2</sup> – spółkę Skarbu Państwa zajmującą się rekompensatami dla przedsiębiorstw obrotu oraz cztery przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną: Energa Obrót SA, Tauron Sprzedaż sp. z o.o., PGE Obrót SA,

<sup>1</sup> Opłata związana z kosztami likwidacji kontraktów długoterminowych zawieranych przez przedsiębiorstwa energetyczne w latach '80.

<sup>2</sup> Spółka Zarządca Rozliczeń SA jest celową spółką Skarbu Państwa powołaną w trybie przepisów ustawy z 29.6.2007 o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz.U. z 2019 r. poz. 1874, tj.). Spółka realizuje zadania wynikające z: ustawy z 29.6.2007 o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. z 2018 r., poz. 1571, ze zm.); ustawy z 20.2.2015 o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. 2021 poz. 610, ze zm.); ustawy z 14.12.2018 o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz.U. z 2021 poz. 144, ze zm.); ustawy z 28.12.2018 o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2018 poz. 2538); ustawy z 8.12.2017 o rynku mocy (Dz.U. z 2021 r. poz. 1854, tj.).



Enea SA. Kontrola objęła okres od 1 stycznia 2016 r. do 30 czerwca 2020 r.<sup>3</sup>

## Analizy rynku ministra właściwego do spraw energii

Strategicznym dokumentem niezbędnym do prowadzenia skutecznych działań na rzecz stabilizacji cen energii elektrycznej w długim okresie, odnoszącym się do spraw energetyki, jest Polityka energetyczna Polski (PEP). Ustawa – Prawo energetyczne w art. 15 ust. 2 zobowiązuje ministra właściwego do spraw energii do przygotowania projektu polityki energetycznej państwa co 4 lata. W 2009 r. rząd przyjął PEP do roku 2030. Kolejną – do roku 2040 ostatecznie przyjęto 2 lutego 2021 r. Oznacza to, że przez 12 lat Polska nie dysponowała podstawowym dokumentem dotyczącym kierunków rozwoju energetyki.

W ocenie NIK działaniem nierzetelnym ministra właściwego do spraw energii były przedłużające się prace nad Polityką energetyczną Polski do 2040 r. – strategia rozwoju sektora paliwowo-energetycznego (PEP 2040) wobec wiedzy o kierunkach zmian na europejskim rynku energii elektrycznej.

W urzędach ministra właściwego do spraw energii funkcjonowały komórki odpowiedzialne za przygotowywanie rozwiązań systemowych i prowadzenie takich analiz rynku energii elektrycznej. Nie było jednak informacji świadczących o działaniach, których efektem byłoby gromadzenie ich wyników, w tym dotyczących zjawisk kształtujących cenę energii

elektrycznej w Polsce. NIK jako nierzetelnie oceniła nieprzewodzenie w latach 2016–2020 cyklicznych analiz rynku energii. Prace były ukierunkowane głównie na wykonywanie krótkookresowych analiz energetycznych do bieżących potrzeb. Planowano sporządzanie cyklicznego raportu dotyczącego monitorowania rynku, lecz prace zostały zaniechane. Zgodnie z art. 7a ust. 2 pkt. 1, 2 ustawy z 4 września 1997 r. o działach administracji rządowej<sup>4</sup> ministrowi właściwemu do spraw energii przypisano w szczególności sprawy tego rynku i kształtowanie polityki energetycznej państwa. Analizowanie sytuacji powinno być nieodłącznie związane z realizacją obowiązku ministra i przekładać się na inicjowanie zmian w aktach prawnych. W ocenie NIK zaniechanie systematycznego monitorowania zdarzeń mogło przyczynić się do zbyt późnego podjęcia inicjatywy ustawodawczej dotyczącej ustawy o cenach energii elektrycznej.

Tymczasem w drugiej dekadzie XXI wieku Unia Europejska konsekwentnie dążyła do ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. Komisja Europejska, 22 stycznia 2014 r. zaprezentowała projekt decyzji Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej dla unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, zmieniającej dyrektywę 2003/87/WE<sup>8</sup>. Zmiana miała na celu zreformowanie systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych

<sup>3</sup> Artykuł opracowany na podstawie Informacji o wynikach kontroli: *Stabilizacja cen energii elektrycznej*, nr ewid. 191/2020/P/20/018/, Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji NIK, kwiecień 2021 r.

<sup>4</sup> Dz.U. z 2021 r. poz. 1893, ze zm.

i doprowadzenie do dalszych ograniczeń ich emisji. Reforma systemu była omawiana na forum UE, a w 2017 r. państwa unijne porozumiały się w tej sprawie, tak aby system mógł spełniać swoje pierwotne zadanie, czyli przyspieszyć dekarbonizację gospodarki UE. Od początku 2019 r. wprowadzono rezerwę stabilizacji rynku, długoterminowy środek, mający zwiększyć do 31 grudnia 2023 r. liczbę uprawnień, które będą każdego roku umieszczane w rezerwie. Zamierzoną konsekwencją reformy rynku miał być wzrost cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.

Jeszcze w trakcie negocjacji przedstawiciele rządu RP argumentowali, że wszelkie mechanizmy wpływające na podwyższenie ceny uprawnień będą negatywnie oddziaływały na kondycję finansową przedsiębiorstw, a tym samym na stan polskiej gospodarki. Nie wpłynęło to na zmianę kierunku polityki ograniczania emisji CO<sub>2</sub>. Już po opublikowaniu decyzji Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/1814 z 6 października 2015 r. w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej dla unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i zmiany dyrektywy 2003/87/WE, Rząd RP złożył do Trybunału Sprawiedliwości UE skargę o stwierdzenie nieważności decyzji Parlamentu Europejskiego i Rady (UE). Trybunał Sprawiedliwości UE wyrokiem z 21 czerwca 2018 r. skargę oddalił.

Działania przedstawicieli rządu RP w trakcie prac nad projektem decyzji w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej i konsekwentne podnoszenie przeciwko niej argumentów w ocenie NIK jednoznacznie

wskazują, że od 2015 r. były znane rządowi RP konsekwencje przyjęcia tej decyzji, m.in. w postaci wzrostu cen uprawnień do emisji, a w rezultacie cen energii elektrycznej. Działania rządu ograniczyły się do kontestowania kierunku polityki klimatycznej UE. Całkowicie zignorowano ryzyko, że proponowane rozwiązania wejdą w życie, a Polska będzie musiała się do nich zastosować. Mimo to nie zostały przygotowane rozwiązania systemowe długofalowo przeciwdziałające skutkom reformy systemu uprawnień do emisji.

Od początku 2018 r. Minister Energii otrzymywał wiele sygnałów dotyczących wzrostu cen energii elektrycznej w transakcjach zawieranych na Towarowej Giełdzie Energii oraz m.in. od Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Prezes URE poinformował m.in. o skali żądanego przez czterech przedsiębiorców pełniących funkcję tzw. sprzedawców z urzędu podniesienia cen energii od 30 do 35%. Zrekompensowanie gospodarstw domowym podwyżki cen w tej skali wymagałoby zabezpieczenia środków budżetowych w wysokości około 2 mld zł. Objęcie rekompensatą pozostałych odbiorców na niskim napięciu (małe i średnie przedsiębiorstwa) – dodatkowo 1,5 mld zł. Zabezpieczając środki na ochronę krajowych odbiorców energii elektrycznej przed podwyżkami opłat Minister Energii wystąpił 30 listopada 2018 r. do Ministra Środowiska o uwzględnienie w harmonogramie aukcji uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na 2019 r. sprzedaży 55,8 mln uprawnień niewykorzystanych z bezpłatnego przydziału sektora elektroenergetyki.

Środki pozyskane ze sprzedaży uprawnień przez państwa są przychodami ich



budżetów. Dyrektywa ETS<sup>5</sup> wskazuje, że przynajmniej 50% przychodów z puli podstawowej i 100% z puli solidarnościowej powinno trafiać na cele klimatyczne.

W wielu krajach zdecydowano o specjalnym przeznaczeniu wpływów z ETS. W Polsce dopiero toczą się dyskusje nad kompleksowym uregulowaniem bezpośredniego przekierowywania środków na cele klimatyczne. A chodzi o niebagatelne kwoty – wartość uprawnień sprzedawanych przez rząd, po uwzględnieniu mechanizmu solidarnościowego, może wynieść 46 miliardów euro w latach 2021–2030<sup>6</sup>.

Systemowe podejście widać w Niemczech, które stworzyły fundusz energetyczno-klimatyczny, zasilany środkami ze sprzedaży wszystkich uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> i innych źródeł. Podobne rozwiązania istnieją we Francji, Czechach i na Słowacji. We Francji pieniądze są kierowane do programu termomodernizacji budynków dla najuboższych, a Czesi dofinansowują dzięki nim poprawę efektywności wszystkich budynków mieszkalnych<sup>7</sup>.

Wobec skokowego wzrostu cen energii w 2018 r. i prognozy dalszego wzrostu w 2019 r. Minister Energii dopiero we wrześniu 2018 r. rozpoczął prace nad ustawą mającą ochronić krajowych odbiorców przed podwyżkami. O planowanych działaniach poinformował publicznie 10 grudnia 2018 r. Jednak projekt ustawy nie został upubliczniony w Wykazie Prac Legislacyjnych Rady Ministrów. Projekt ustawy o cenach energii elektrycznej

zakładał obniżenie stawki podatku akcyzowego i opłaty przejściowej, a autopoprawka z 27 grudnia 2018 r. wprowadzała dodatkowo mechanizm zamrożenia cen. Prace nad projektem ustawy o cenach, jak i wniesiona do niego poprawka, za zgodą premiera, toczyły się w trybie odrębnym. Oznaczało to, że żaden z tych dokumentów nie został skierowany do uzgodnień resortowych ani konsultacji publicznych. Żaden z nich nie był też opiniowany przez Radę Legislacyjną przy Prezisie Rady Ministrów, Stały Komitet Rady Ministrów, komisję prawniczą, Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki czy inny właściwy kompetencyjnie podmiot. Oba dokumenty rządowe zawierały w swoich uzasadnieniach oświadczenie organu wnioskującego o ich zgodności z prawem UE. Oceny proponowanych rozwiązań prawnych dokonali pracownicy Ministerstwa Energii, czyli organu wnioskującego i nie zlecali przeprowadzenia dodatkowych analiz innym podmiotom. Wraz z projektem ustawy i jej autopoprawkami nie przygotowano projektu rozporządzenia o podstawowym znaczeniu dla funkcjonowania tego aktu. Przyczyną opóźnienia był krótki czas na rzetelne przygotowanie projektu. W dokumencie Ocena skutków regulacji, załączonym do projektu ustawy, brakowało informacji o źródłach danych, z których korzystano do jej sporządzenia oraz informacji o założeniach, jakie przyjęto w obliczeniach. Nie wskazano też źródeł, z których projektowane zmiany miałyby

<sup>5</sup> Dyrektywa 2003/87/WE ustanawiająca system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (ETS) w UE.

<sup>6</sup> <<https://www.forum-energii.eu/pl/blog/ets-reforma>>

<sup>7</sup> <<https://www.parkiet.com/Firmy/310089970-Budzet-puchnie-od-dwutlenku.html>>

zostać sfinansowane, mimo że wcześniejsze działania Ministra Energii wskazywały, iż źródłem będą przychody ze sprzedaży uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Ocena nie zawierała również analizy ewentualnych skutków dla sektora elektroenergetyki, w tym utraty przychodów czy wzrostu importu (ceny hurtowe za granicą były niższe). NIK zwracała uwagę, że żadna ze spółek obrotu energią nie uczestniczyła w jakiegokolwiek formie w pracach nad pierwotnym projektem ustawy. Udział Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki został ograniczony do przedstawienia stanowiska na wspólnym posiedzeniu Komisji Środowiska, Komisji Gospodarki Narodowej i Innowacyjności oraz Komisji Budżetu i Finansów Publicznych w Senacie RP 28 grudnia 2018 r. Prezes URE nie został zaproszony do przedstawienia stanowiska na etapie prac nad projektem ustawy o cenach energii elektrycznej ani w Ministerstwie Energii, ani w Sejmie.

Sejm przyjął ustawę 28 grudnia 2018 r., od tego czasu była czterokrotnie nowelizowana. Pierwszy raz już po niespełna dwóch miesiącach. Ostatni – w lipcu 2019 r., czyli po pół roku jej obowiązywania. Pierwsze dwie i ostatnia nowelizacje były poddane pracom jako projekty poselskie. Oznaczało to, że nie przeprowadzono oceny skutków regulacji, ani konsultacji społecznych z zainteresowanymi podmiotami. W ocenie NIK świadczy to nie tylko o nierzetelnym przygotowaniu pierwszego projektu i kolejnych nowelizacji, ale również o nieprzestrzeganiu zasady stabilności i pewności regulacji prawnych dla podmiotów objętych tymi regulacjami.

Przyczyną pierwszej nowelizacji były wątpliwości co do rozwiązań ingerujących

w uprawnienia regulatora rynku energii, czyli Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Miała je Komisja Europejska i Prezes URE. Zmiana ustawy umożliwiła m.in. przywrócenie Prezesowi Urzędu uprawnienia do zatwierdzenia taryfy dystrybucyjnej. KE zgłaszała też wątpliwości wobec ingerencji w wysokość cen energii elektrycznej, a co za tym idzie wobec ograniczenia konkurencyjności na wewnętrznym rynku energii elektrycznej i naruszenia prawa europejskiego. Ten problem usunęła dopiero nowelizacja z 13 czerwca 2019 r.

Prace nad projektem rozporządzenia rozpoczęły się po wejściu w życie ustawy. Naruszało to §127 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów w sprawie zasad techniki prawodawczej – rozporządzenie powinno wchodzić w życie w dniu wejścia w życie ustawy, na podstawie której jest wydawane.

Do prac nad rozporządzeniem zostali zaproszeni m.in. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki i przedstawiciele organizacji branżowych. Na wniesienie uwag przewidziano tylko cztery dni, mimo że Regulamin Pracy Rady Ministrów przewidywał 10 dni. Skrócenie czasu Minister Energetyki uzasadnił wyższym interesem publicznym. Następnie prace odłożono do czasu wyjaśnienia zgodności ustawy i projektowanego aktu wykonawczego do niej z prawem europejskim. Prace nad projektem rozporządzenia rozpoczęły się więc po przyjęciu przez Sejm ostatniej poprawki do ustawy. W prace nad zmianami ustawy i przygotowaniem rozporządzenia włączyło się Towarzystwo Obrotu Energią (TOE), które skupia m.in. spółki obrotu.

W sumie spółki zgłosiły kilkadziesiąt uwag, część z nich została uwzględniona.



Liczba uwag i zaangażowanie w pracę nad aktami prawnymi TOE świadczyło o dużym zainteresowaniu tych podmiotów, a uwzględnienie części z tych uwag – o wartości merytorycznej wsparcia. NIK krytycznie oceniła nieskorzystanie z potencjału tych podmiotów podczas prac nad pierwszym projektem ustawy o cenach energii elektrycznej.

Rozporządzenie do ustawy o cenach energii elektrycznej w sprawie sposobu obliczenia różnicy ceny i rekompensaty finansowej oraz sposobu wyznaczania cen odniesienia<sup>8</sup> zostało wydane ponad pół roku po wejściu w życie ustawy. Dopiero wtedy zarówno odbiorcy, jak i sprzedawcy mogli w pełni zastosować się do ostatecznych rozwiązań.

Do Ministerstwa Energii wpłynęło ponad sto skarg, zapytań oraz poselskich interpelacji w związku z przyjętą w grudniu 2018 r. ustawą o cenach energii elektrycznej, jej nowelizacjami oraz rozporządzeniem. Brak aktu wykonawczego, który miał określać sposób ustalania wysokości rekompensat dla przedsiębiorstw obrotu potęgował wątpliwości podmiotów podlegających regulacji.

Zakres podmiotowy ustawy o cenach energii elektrycznej był niejasny dla adresatów, szczególnie w świetle nowelizacji z 13 czerwca 2019 r. Wątpliwości co do objęcia mechanizmem zamrożenia cen energii elektrycznej zgłaszały podmioty, których charakter prowadzonej działalności nie pozwalał w sposób jednoznaczny zaliczyć do grona beneficjentów objętych

wsparciem. Były to m. in. organizacje prowadzące Zakłady Aktywności Zawodowej czy nieprowadzące działalności gospodarczej zakłady opiekuńczo-lecznicze, niebędące jednocześnie szpitalami.

Brak rozporządzenia w sprawie sposobu obliczenia stwarzał problem w określeniu cen energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa obrotu. Niektórzy sprzedawcy błędnie interpretowali przepisy ustawy i obniżyli je dodatkowo o stawkę podatku akcyzowego, a później korygowali faktury zgodnie z informacją przedstawioną przez Ministerstwo Energii.

Problemy rodziło także obliczenie ceny energii dla odbiorców końcowych, którzy w trakcie roku zmieniali sprzedawcę. Ministerstwo Energii w swoich pismach szczegółowo wskazywało, w jaki sposób należało obliczyć cenę energii elektrycznej.

Towarowa Giełda Energii zgłaszała wątpliwości co do sposobu określenia danych z notowań i transakcji na giełdzie, które były następnie przekazywane Prezesowi URE. Natomiast Zarządca Rozliczeń SA zwrócił się do Ministra Energii o wyrażenie opinii m.in. na temat poprawności interpretacji pojęcia zawarcia nowej umowy.

Minister właściwy do spraw energii nie przeprowadził oceny funkcjonowania ustawy.

Wysokość cen energii na rynku hurtowym i detalicznym na bieżąco monitorował Prezes Urzędu Regulacji Energetyki. Gdy pod koniec 2018 r. nastąpił szybki wzrost cen, Prezes URE, podejrzewając nielegalne praktyki, przeprowadził dwa

<sup>8</sup> Rozporządzenie z 19.7.2019 (Dz.U. z 2019 r. poz. 1369).



postępowania wyjaśniające. W ich wyniku do prokuratury zostały złożone dwa zawiadomienia o podejrzeniu popełnienia przestępstwa manipulacji na rynku, po których prokuratura wszczęła dochodzenie. Prezes URE działał także po zawiadomieniach wpływających od osób funkcjonujących na rynku energii. W latach 2016–2020 wpłynęło do niego dziewięć zawiadomień o możliwych manipulacjach cenami od osób zawodowo zawierających transakcje na rynku energetycznym. Po analizie, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki skierował trzy powiadomienia do prokuratury. Wpłynęło także 21 sygnałów od innych podmiotów. Niektóre z nich skutkowały skierowaniem powiadomień o podejrzeniu przestępstwa.

NIK stwierdziła, że część ze wstępnych analiz spraw prowadzonych w wyniku otrzymanych zawiadomień dotyczących praktyk przedsiębiorstw energetycznych na rynku energii znacznie przekroczyła sześciomiesięczny okres przewidziany prawem na przeprowadzenie postępowania wyjaśniającego. Przyczynami było:

- prowadzenie przez pracowników spraw z lat wcześniejszych i wymagających szczegółowych analiz;
- zawilość spraw wymagających analiz ilościowych i jakościowych oraz prawnych;
- potrzeba wystąpienia do przedsiębiorstw energetycznych lub Persons Professionally Arranging Transactions (PPATs);

- brak odpowiedniej struktury kadrowej i informatycznej adekwatnej do realizowanych zadań.

Nowe zadania Prezesa URE, służące zwiększeniu zaufania klientów energetyki do hurtowego rynku, wymagały wydatków Urzędu w wysokości 17,2 mln zł w okresie 10 lat, m.in. na zwiększenie zatrudnienia kadry zajmującej się realizacją nowych zadań, zakup sprzętu komputerowego, oprogramowania dla pracowników obsługujących sprawy wynikające z rozporządzenia REMIT<sup>9</sup> i rozbudowy sieci informatycznej Urzędu Regulacji Energetyki<sup>10</sup>. Urząd nie otrzymał środków na zatrudnienie dodatkowych pracowników i rozbudowę sieci informatycznej umożliwiającej sprawniejszą realizację nałożonych na Prezesa Urzędu obowiązków wynikających z przepisów REMIT.

Wypłatą rekompensat i różnic cen zajmował się Zarządca Rozliczeń SA. Pieniądze pochodziły z Funduszu Wyплаты Różnicy Ceny (FWRC)<sup>11</sup>. Według stanu na 30 czerwca 2020 r. wykonanie FWRC za lata 2019–2020 ogółem to 4 463 225,6 tys. zł. NIK oceniła, że Zarządca Rozliczeń SA rzetelnie zaplanował kwoty na rekompensaty związane z zamrożeniem cen energii elektrycznej w 2019 r. dla odbiorców końcowych (nabywają na własny użytek bez zużywania jej do wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji) i wypłatami

<sup>9</sup> REMIT – rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1227/2011 z 25.10.2011 w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii.

<sup>10</sup> OSR do ustawy z 11.9.2015 o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw.

<sup>11</sup> Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny, fundusz celowy powołany ustawą z 28.12.2018 o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2018 r. poz. 2538 oraz Dz.U. z 2019 r. poz. 412, 1210, 1495 i 1532).



dla przedsiębiorstw energetycznych. Zarządca prawidłowo przyjmował i weryfikował wnioski o wypłatę świadczeń dla przedsiębiorstw obrotu energią elektryczną. Informacje na temat dofinansowania, kwoty różnicy ceny, rekompensaty finansowej były dostępne dla wnioskodawców, podane w sposób jasny i niebudzący wątpliwości. Skontrolowane przez NIK spółki obrotu energią stosowały prawidłowe ceny dla odbiorców, miały jednak opóźnienia w obowiązkowej zmianie warunków umów i ponownym wystawianiu faktur.

Wdrożenie i realizacja ustawy o cenach energii elektrycznej wymagały poniesienia kosztów przez Zarządcę Rozliczeń SA i przedsiębiorstwa obrotu m.in. na:

- zatrudnienie i szkolenie nowych pracowników, wypłatę wynagrodzeń za ponadumowny czas pracy oraz wyposażenie nowych stanowisk pracy;
- zakup oprogramowania lub zwiększenie jego funkcjonalności;
- opracowanie, druk i wysyłkę materiałów informacyjnych dla klientów oraz dodatkowych faktur;
- obsługę prawną, w tym sporządzanie opinii prawnych dotyczących interpretacji i stosowania przepisów ustawy o cenach energii elektrycznej i rozporządzenia.

Ogółem koszty wdrożenia ustawy wyniosły blisko 24 mln zł, te poniesione przez trzy spółki obrotu blisko 47 mln zł, natomiast wypłaty z Funduszu Wypłaty Różnicy Ceny – 4,5 mld zł. Koszty po stronie spółek obrotu obejmowały:

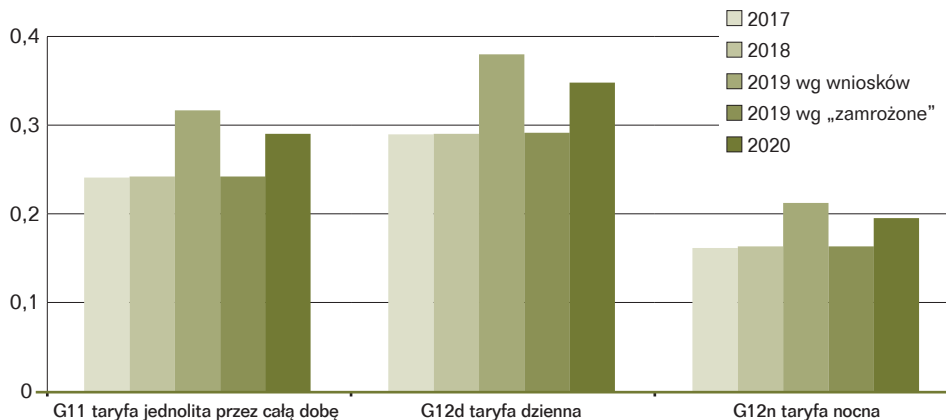
- zatrudnienie nowych pracowników, wypłatę wynagrodzeń za ponadumowny czas pracy oraz wyposażenie nowych stanowisk pracy;

- zakup nowego oprogramowania lub zwiększenie funkcjonalności posiadanego do zakresu wymaganego ustawą;
- opracowanie, druk i wysyłkę materiałów informacyjnych dla klientów;
- druk i wysyłkę nowych faktur dla klientów;
- obsługę prawną, w tym sporządzanie opinii dotyczących interpretacji i stosowania przepisów ustawy o cenach energii elektrycznej i rozporządzenia.

Po wejściu w życie ustawy o cenach energii elektrycznej do spółek obrotu wpływały zapytania, skargi i reklamacje zarówno od odbiorców indywidualnych (taryfa G), jak i biznesowych (taryfa A, B, C i G). Trzy z kontrolowanych spółek obrotu prowadziły szczegółową ewidencję wszelkich zgłoszeń dotyczących spraw związanych z ustawą lub rozporządzeniem wykonawczym. Ogółem wpłynęło do nich ponad 310 tys. skarg, zapytań i reklamacji. W jednej ze spółek 2/3 skarg pochodziło od klientów indywidualnych. W ocenie NIK skala zgłoszeń kierowanych do sprzedawców świadczy o niepewności odbiorców co do poprawności stosowanych cen energii i stawek opłat.

NIK oceniła, że skontrolowane wydatki były ponoszone z zachowaniem wewnętrznych procedur i zasady gospodarności. Nie ujawniono wydatków zbędnych. Biorąc pod uwagę ceny stosowane dla odbiorców w 2019 r. (tzw. zamrożone) i najwyższe ceny proponowane we wnioskach taryfowych na 2019 r. (które nie zostały zatwierdzone przez Prezesa URE lub nie były stosowane) oszacowano oszczędności odbiorców z różnych grup taryfowych w poszczególnych spółkach. W najpopularniejszej taryfie G, stosowanej przez gospodarstwa domowe, przeciętnie w skali roku wyniosły od 109 zł

Rysunek 4. Średnie ceny energii elektrycznej czterech spółek obrotu objętych kontrolą w latach 2017–2020 (zł/kWh)



Źródło: Opracowanie własne NIK.

do 305 zł (na jedno gospodarstwo). Najwyższa zaoszczędzona kwota przez odbiorcę (drobny przedsiębiorca) stosującego taryfę G wynosiła 127 tys. zł.

Wśród podmiotów korzystających z taryf niezatwierdzanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki oszacowano maksymalne oszczędności na poziomie:

- mikroprzedsiębiorcy lub mali przedsiębiorcy od 1,4 tys. zł (grupa taryfowa C) do 591,7 tys. zł (grupa taryfowa A) i 837,0 tys. zł (grupa taryfowa B);
- szpitale od 421,5 tys. zł do 1 727,9 tys. zł (grupy taryfowe B i C);
- jednostki sektora finansów publicznych od 37,6 tys. zł do 228,6 tys. zł (grupa taryfowa C).

Po zakończeniu obowiązywania ustawy o cenach energii elektrycznej, czyli

po 1 stycznia 2020 r. ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych (taryfa G) wzrosły o prawie 20%. Obrazuje to powyższy wykres taryf w gospodarstwach domowych stosowanych przez cztery spółki obrotu objęte kontrolą.

NIK stoi na stanowisku, że konsekwentne stwarzanie warunków do ograniczenia wytwarzania energii ze źródeł wysokoemisyjnych, a nie doraźne interwencje państwa, pozwoli na stabilizację cen przy zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Wpływ rekompensat na rynek szczegółowo przedstawiła dr Joanna Maćkowiak-Pandera i dr Jan Rączka w publikacji Forum Energii pt. „Dlaczego ustawa prądowa może wywołać więcej szkody niż pożytku”<sup>12</sup>:

<sup>12</sup> <<https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/ustawa-pradowa>>



„1. Dopłaty zniekształcają bodźce cenowe. Fundusz Różnicy Ceny zniekształca bodźce ekonomiczne kształtowania ceny. Sztuczne obniżenie cen dla odbiorców końcowych prowadzi do nieefektywnej alokacji zasobów w gospodarce. Zamiast inwestycji w ograniczanie emisji (efektywność energetyczną i niskoemisyjne źródła), wspierana jest konsumpcja energii.

2. To nie jest rozwiązanie sprawiedliwe społecznie. Wdrażane rozwiązanie powoduje transfer wartości od biednych do bogatych. Jeżeli pakiet przychodów uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> potraktujemy jako dobro narodowe, każdy z obywateli powinien mieć w nim ten sam udział.

Wartość sprzedanych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na 1 mieszkańca/rocznie: 55 mln ton CO<sub>2</sub> x 20 euro/t CO<sub>2</sub> x 4,2 zł/ euro: 36 mln obywateli = 128 zł.

- W przeciętnym gospodarstwie domowym mieszkają 2,5 osoby, czyli wartość wpływów z uprawnień na gospodarstwo domowe wynosi 320 zł.

- Ceny detaliczne miały wzrosnąć o 30%, a więc o 78 zł/MWh (czyli z 260 zł/MWh do 338 zł/MWh).

- Mało zamożne gospodarstwo domowe (2,5 osoby), zużywające rocznie 1,5 MWh, będzie beneficjentem dopłaty w wysokości 117 zł/MWh. Mimo że średnia wartość uprawnień CO<sub>2</sub> wynosi 320 zł, *de facto* gospodarstwo domowe otrzyma 117 zł, czyli straci 203 zł.

- Bogate gospodarstwo domowe (2,5 osoby) z wieloma urządzeniami elektrycznymi w domu jednorodzinym (np. podgrzevaną podłogą, klimatyzacją) i zużywające rocznie ok 8 MWh, będzie beneficjentem rekompensaty od państwa w wysokości 612 zł. Będą to środki z potencjalnego

dochodu z uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, który powinien być dla wszystkich obywateli ten sam. Jest to nic innego niż transfer środków od mniej zamożnych do bogatych.

3. Duże ryzyko dla sprzedawców prądu. Wprowadzony mechanizm rekompensat jest zagrożeniem działalności dla niezależnych firm obrotu energią. Dla nich koszt dostosowania się do nowej regulacji jest wysoki i wprowadza duże ryzyko działania, m.in.:

- wysokie, dodatkowe koszty transakcyjne – konieczność aneksowania wszystkich umów;
- ryzyko utraty płynności spowodowane opóźnionym otrzymaniem rekompensaty z Funduszu w stosunku do terminu sprzedaży energii;
- ryzyko utraty potencjalnych klientów ze względu na przekonanie, że kiedy państwo ingeruje w rynek, lepiej trzymać się dużych koncernów państwowych. Większa szansa, że państwo będzie starało się ochronić ich interesy.

Efektem regulacji może być zmniejszenie liczby graczy i pogorszenie konkurencyjności rynku energii.

4. Rekompensaty zmniejszają motywację do oszczędzania energii. Wzrost cen energii, szczególnie nagły i zaskakujący, budzi kontrowersje. Z drugiej strony, mobilizuje do jej oszczędzania. Zaproponowane rozwiązanie działa odwrotnie – sztucznie zaniża ceny dla odbiorców końcowych, co prowadzi do wzrostu lub utrzymania popytu na energię.

5. Rekompensaty obciążają budżet państwa. Nie jest jasne, co stanie się z rekompensatami w 2022 roku. Trudno się spodziewać, że minister finansów zaakceptuje wprowadzenie dopłat do Funduszu

jako wydatek stały. Ponadto, jest oczywiste, że przeznaczając środki na konsumpcję energii, ograniczamy wydatki na inne ważne cele.

6. Silna interwencja państwa oznacza spadek przewidywalności i zaufania dla rozwiązań rynkowych. Stałość reguł rynku i zaufanie przedsiębiorców do państwa jest wartością samą w sobie. Zachowanie rynku daje się prognozować, natomiast nie da się przewidzieć interwencji państwa. Postawmy się w roli tych odbiorców (szczególnie przedsiębiorców), którzy racjonalnie zarządzali ryzykiem. Oceniając, że ceny uprawnień do emisji mogą w każdej chwili wzrosnąć, zdecydowali się w roku 2016 lub 2017 na 2-3 letnią umowę ze stałą ceną. Oczywiście, musieli od razu płacić wyższą cenę (już w roku 2017 i 2018) niż ci, którzy kupowali w kontraktach jednorocznych, wystawiając się na ryzyko cenowe, które ostatecznie pokryło państwo. Dziś zapobiegliwi przedsiębiorcy tracą wobec konkurentów, którzy minimalizowali cenę poprzez skracanie kontraktu”.

Ponadto, w przyszłości rodzi się ryzyko roszczeń wobec państwa w razie niepowodzenia biznesowego.

Próba ograniczenia wzrostu cen energii elektrycznej przez ingerencję państwa w mechanizmy rynkowe i regulacyjne

okazała się krótkotrwała. Ignorowanie przez lata polityki energetycznej UE, mającej za cel dekarbonizację gospodarek państw UE sprawiło, że rząd został zaskoczony nagłym wzrostem cen. Próby ograniczenia wzrostu doprowadziły do pospiesznej i chaotycznej pracy nad projektami aktów normatywnych. Dopiero po pół roku obowiązywania ustawa o cenach energii elektrycznych przyjęła ostateczny kształt, a po kolejnym miesiącu – po wydaniu rozporządzenia – przedsiębiorcy mogli określić wysokość rekompensat. Koszt ich wypłat wyniósł blisko 4,5 mld zł. Środki te pochodziły przede wszystkim ze sprzedaży uprawnień do emisji przez Polskę. Intencją UE jest, aby pieniądze uzyskane ze sprzedaży uprawnień były wykorzystane na działania proekologiczne. Niestety, zostały wydane na zniwelowanie podwyżek cen, których źródłem jest wysoki udział energii produkowanej z węgla.

#### ELŻBIETA SIKORSKA

doradca ekonomiczny,  
Departament Gospodarki,  
Skarbu Państwa i Prywatyzacji NIK

**Słowa kluczowe:** energia elektryczna, ceny energii, ograniczanie emisji CO<sub>2</sub>, spółki energetyczne, cena uprawnień, rynek energii



**ABSTRACT**

**How Not To Stabilise Electric Energy Prices – Unsuccessful State’s Interference**

Despite the consistent policy of the European Union as for CO2 reduction, and the awareness of its impact on the growth of prices for access to energy, the competent minister did not prevent abrupt rises of electric energy in 2019 and the years that followed. The growing prices of the rights to CO2 emission resulted in the growth of prices of the energy produced from fossil fuels. The law that froze the electric energy prices was in force only by 2019, and it was of an ad hoc nature. It was developed in haste, carelessly, in non-compliance with the rules of legislation, without consultations with the entities that it involved, and its results were not considered thoroughly. Opinions on its compliance with the European Union’s laws were not provided on time, either. Although the law was binding only in 2019, it was amended four times, including two amendments stemming from breaches of the EU regulations. The stabilisation of prices introduced with that law cost PLN 4.5 billion. NIK assessed that the costs of the compensatory mechanisms of the four largest electric energy sellers and the company that made settlements stood at almost PLN 24 million. While households saved in 2019 from PLN 109 to PLN 305 on average. The law did not have an impact on the prices of electric energy after 2019, and after it stopped being in force, i.e. after 1 January 2020, these grew by almost 20 percent. In her article, the author presents the detailed findings of the audit in the area.

**Elżbieta Sikorska**, Economic Advisor, Department of Economy, Public Assets & Privatisation of NIK

**Key words:** electric energy, reduction of CO2 emission, energy companies, prices of rights, energy market