

7.01.2022

Łukasz Sieduszewski

koordynator regionalnego oddziału Instytutu Strategii 2050

Wstęp

Handel emisjami dwutlenku węgla swą historię zaczął już w 2003 r., kiedy to została przyjęta dyrektywa¹ o wprowadzeniu handlu emisjami na terenie UE. Pierwszy etap handlu emisjami, który rozpoczął się w 2005 r. był etapem przygotowującym, w czasie którego niemal wszystkie uprawnienia zostały rozdane bezpłatnie. Ciężko mówić o sukcesie tego pilotażu, gdyż w głównej mierze bazowano na danych szacunkowych dla ustalenia poziomów emisji. Spowodowało to wydanie zbyt dużej liczby pakietów zezwalających na emisję, a przez to pod koniec trzyletniego okresu tego etapu ich cena spadła do zera. Pod koniec tego okresu dysponowano jednak zweryfikowanymi danymi dotyczącymi rocznych emisji, co było najistotniejsze z punktu widzenia przygotowania się do kolejnej fazy. Redukcja emisji, zgodnie z pierwotnymi założeniami, rozpoczęła się w II etapie EU ETS, czyli pod koniec 2008 r., kiedy to kraje UE przyjęły dyrektywę ²2009/29/WE (dalej: **Dyrektywa ETS**), która wprowadziła obowiązek częściowego zakupu uprawnień do emisji CO₂.

Handel emisjami nie funkcjonuje wyłącznie w UE. Podobne rozwiązanie istnieje też w Chinach (dla 30% całej emisji CO₂), Kazachstanie (dla 43% całej emisji CO₂), czy Kanadzie (dla 9% całej emisji CO₂). W wielu krajach obowiązuje również podatek od węgla, który chociażby w Kanadzie uzupełnia system ETS pokrywając kolejne 22% kanadyjskich emisji. Każdy kraj podchodzi do spraw opłat i handlu emisjami w inny sposób. Jednak w 2021 r. ich pokrycie na całym świecie wynosiło 21,5% całej emisji³.

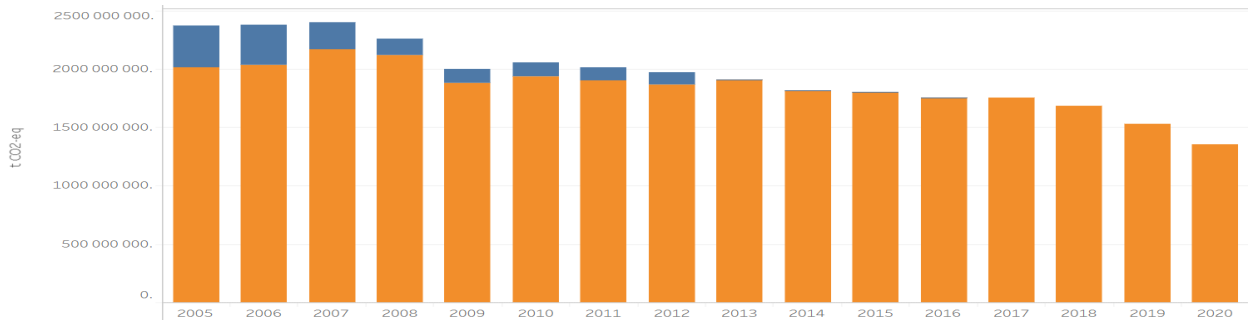
Obecnie znajdujemy się w IV etapie Unijnego Systemu Handlu Emisjami, a dotychczasowe wyniki mogą napawać lekkim optymizmem. Względem 2005 r. instalacje objęte EU ETS zmniejszyły swoje emisje o **35%**. Ograniczenie emisji CO₂ przez Polskę wygląda niestety zdecydowanie gorzej i w analogicznym okresie zmniejszyliśmy emisję gazów cieplarnianych jedynie o około **10%**.

¹ Dyrektywa 2003/87/WE ustanawiająca system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych w UE, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32003L0087&from=PL>

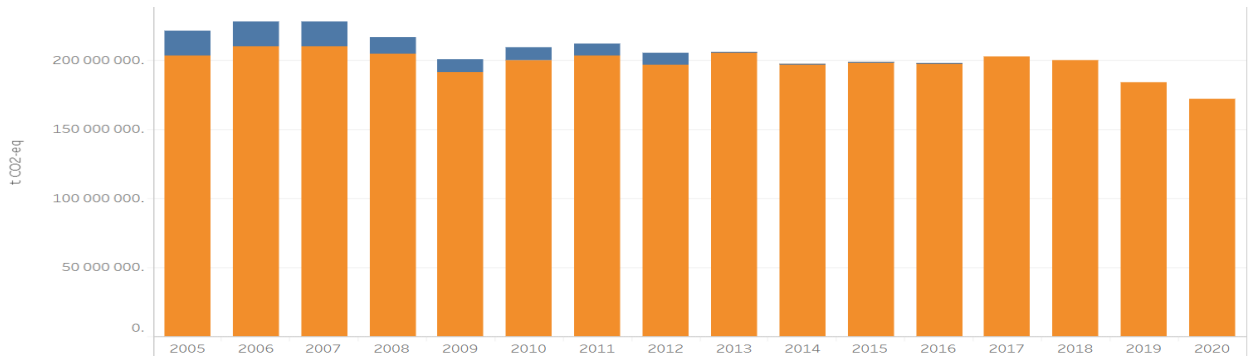
² Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0029&from=PL>

³ https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/map_data

Emisja CO₂ objętych handlem emisjami wyrażona w tonach równoważnika dwutlenku węgla we wszystkich krajach uczestniczących ETS,



oraz w Polsce⁴



Należy w tym miejscu podkreślić, że w okresie kiedy obowiązywał protokół z Kioto⁵, a więc okresie przed wprowadzenia handlu emisjami, Polska zredukowała emisję gazów cieplarnianych zdecydowanie powyżej zakładanych celów, jakim była redukcja emisji o 6% w porównaniu do 1988r. Pomogła nam w tym transformacja społeczno-gospodarcza, która nastąpiła zaraz po 1988 roku. Jednak po 2005 r. niewiele zrobiono w kierunku dalszego ograniczenia emisji, a wspomnianą redukcję o 10% w głównej mierze zawdzięczamy jedynie ostatnim dwóm latom.

⁴ Jednostka równoważnika dwutlenku węgla została wprowadzona na potrzeby przeliczania wpływu innych gazów na efekt cieplarniany w określonych czasie. Inne gazy mogą być emitowane np. przez zakłady produkcyjne czy chemiczne. Przykładem takiego gazu jest podtlenek azotu (N₂O), którego 1 tona posiada wpływ na efekt cieplarniany przeliczony dla 100-letniego okresu jak emisja około 298 ton CO₂, <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/dashboards/emissions-trading-viewer-1>

⁵ Międzynarodowy traktat dotyczący przeciwdziałaniu globalnemu ociepleniu wynegocjowany w Kioto w 1997 roku, w którym kraje zobowiązały się do redukcji emisji gazów cieplarnianych.

1. Czym jest i dlaczego opłata za emisję CO₂ dotyka nas tak bardzo?

Unijnym systemem handlu emisjami objętych jest około 11 000 elektrowni, zakładów produkcyjnych, energochłonnych⁶ oraz operacje lotnicze w krajach objętych systemem. Daje to łącznie około 45% wyprodukowanych emisji⁷. Wszystkie te firmy mają obowiązek pokrycia wielkości emisji przez pakiety uprawnień, które mogą kupić na aukcjach, otrzymać w ramach pakietów dodatkowych czy odkupić od innego przedsiębiorstwa. Brak pokrycia wytworzonych emisji powoduje obowiązek zapłaty kary w wysokości 100€ za tonę wyprodukowanego dwutlenku węgla lub jego przeliczonego odpowiednika. Oczywistym celem jest redukcja emisji gazów cieplarnianych, a w 2030 r. zakładany poziom redukcji wynosi 43% w porównaniu do 2005 r.⁸ Częściowo z opłat za emisje zwolnione są firmy rynku energochłonnego i lotnictwa, które przez podwyższone koszty produkcji czy działalności, narażone są na konieczność „ucieczki emisji” poza granice obszaru obejmującego handel emisjami.

Polska energetyka ma drugi po Estonii najwyższy ślad węglowy w UE. Oznacza to, że cena pozwoleń najmocniej odbija się na rachunkach energii elektrycznej właśnie w tych dwóch państwach. Opłata za emisję CO₂ z roku na rok jest coraz większa, co jest zgodne z założeniami handlu emisjami. Stopniowo zmniejszana ilość uprawnień powoduje wzrost ceny, a ta z kolei motywuje przedsiębiorstwa do inwestycji w inne, bardziej ekologiczne rozwiązania. Jednak w ostatnim roku nastąpił gwałtowny wzrost ceny, a jej powodów jest kilka.

Jedną z głównych przyczyn wzrostu opłat za emisje jest właśnie zależność cen od wielkości popytu i podaży. Z każdym rokiem ograniczana jest dostępna ilość uprawnień do emisji CO₂, a giełdowe zasady wzmagają spekulację. Ponadto powszechną praktyką wśród firm skupujących prawa do emisji jest kupno większej ilości uprawnień z nadzieją, że spowoduje to oszczędności w przyszłości, lub odprzedaż z zyskiem. Nie bez znaczenia jest również ożywienie się gospodarki po chwilowym zmniejszeniu zapotrzebowania na energię spowodowanej pandemią COVID-19, oraz rekordowe ceny gazu, które zachęcają do większej produkcji energii z węgla. Komisja Europejska posiada pewne mechanizmy kontroli tego rynku, jednak ostatnie miesiące pokazały, że mogą być one nieskuteczne i jest potrzeba większej lub bardziej rozsądnej ingerencji w rynek uprawnieniami. Do końca 2020

⁶ Zakłady energochłonne są to takie zakłady, które mają wysoki procent kosztów zużytej energii w wartości sprzedaży np., zakłady chemiczne, cementownie czy huty.

⁷ https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/EN/publications/Factsheet_ET5.pdf?__blob=publicationFile&v=5

r., kiedy obowiązywał III etap handlu emisjami, Polska była największym beneficjentem dodatkowych, darmowych pakietów emisji. Od początku 2021r. darmowe pakiety zostały mocno ograniczone, poza firmami energochłonnymi narażonymi na „ucieczkę emisji” z terenu UE oraz awiacji, a roczny wskaźnik redukcji wzrósł z 1,74%, do 2,2%. Wskaźnik ten określa, o ile procent z każdym rokiem pomniejszona zostanie pula uprawnień do emisji CO₂ pochodząca zarówno z aukcji, jak i z pakietów darmowych emisji.

2. Ile kosztuje emisja CO₂?

Pomimo coraz większego szumu medialnego niewiele osób wie, ile tak naprawdę kosztuje nas emisja CO₂. Samo tylko PGE w 2020 r. zapłaciło **6,2 mld⁹** złotych za prawa do emisji. Kwota jest ogromna, a płacą ją odbiorcy prądu m.in. sektor przemysłowy czy odbiorcy indywidualni. Finalnie jednak największy koszt ponoszą zwykli obywatele, którzy pomimo ochrony przed bezpośrednim wzrostem cen kształtowanych przez hurtowy rynek energii elektrycznej, płacą za wzrost cen energii elektrycznej bezpośrednio poprzez wzrost opłat za energię elektryczną, opłatę mocową, itp. (tzw. koszty stałe rachunku), a także pośrednio poprzez większe ceny produktów spowodowane wzrostem cen energii dla sektora przemysłowego, czy zmniejszeniem jakości i dostępności usług oferowanych przez samorządy.

Zgodnie z obowiązującymi przepisami, firmy muszą informować o wpływie na środowisko wytworzonej przez nich energii. I tak dla energii sprzedawanej przez PGE Obrót, wpływ ten kształtuje się tak jak pokazano w tabeli poniżej¹⁰:

3. Informacje o wpływie wytworzenia energii elektrycznej na środowisko w zakresie wielkości emisji dla poszczególnych paliw i innych nośników energii pierwotnej zużytych do wytworzenia energii elektrycznej sprzedanej przez PGE Polska Grupa Energetyczna SA w roku 2020.²⁾

Lp.	Rodzaj paliwa	CO ₂	SO ₂	NO _x	Pyły
Mg/MWh					
1.	Węgiel kamienny	0,75510	0,00053	0,00057	0,00004
2.	Węgiel brunatny	1,07511	0,00094	0,00081	0,00003
3.	Gaz ziemny	0,30728	0,00006	0,00023	0,00001
4.	OZE (biomasa)	0,31393	0,00002	0,00019	0,00001
5.	Inne	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Razem:		0,76680	0,00059	0,00059	0,00003

⁹ <https://inwestycje.pl/biznes/pge-giek-koszty-oplat-z-tytulu-emisji-co2-to-ponad-6-mld-zl-w-2020/>

¹⁰ Jednostka [Mg / MWh] odpowiada [kg / kWh] Średnio grupa PGE produkuje 0,767kg na 1kWh. Gospodarstwo domowe zużywając energię elektryczną „produkuje” średnio 2 530kWh rocznie, a więc 1940kg CO₂, co przy średniej gęstości objętościowej tego gazu daje nieco ponad **940m³** gazu. Grupa PGE w 2020r. wytworzyła 58,13 TWh czyli 58,13 milionów MWh. Daje to około **22 miliardów m³**. Taka ilość CO₂ wystarczy na pokrycie województwa lubelskiego warstwą dwutlenku węgla o grubości **87cm!** Jest również równa objętości **22 tysięcy** Stadionów Narodowych.

Skoro wiemy, że średnia ilość produkowanego CO₂ w 1MWh wynosi 767 kg, możemy wyliczyć ile wynosi koszt uprawnień emisyjnych za każdego użytkownika. Do obliczeń przyjmujemy średnią wartość zużycia prądu wynoszącą 2 530kWh, która odpowiada średniorocznemu zużyciu energii elektrycznej dla grupy przyłączeniowej, w której znajduje się taryfa G, czyli taryfa dla prądu dla gospodarstw domowych. Prosty rachunek, możemy obliczyć, że taki użytkownik „wyprodukuje” 1,94 tony CO₂, co przy aktualnej cenie 80€ za tonę i kursie euro 4,6zł/€, statystycznego użytkownika **kosztuje 713,92 zł**. W tym momencie koszt emisji CO₂ wynosi ponad **43%** ceny jednostkowej prądu, a uwzględniając inne opłaty tj. opłaty abonamentowe ponad **37%**.

Obliczenie kosztu emisji CO₂ dla uśrednionego odbiorcy oraz jej procentowego udziału w jednostkowej cenie prądu

$$\begin{aligned} \text{średniaprodukcjaroczna} &= 2530kWh \\ \text{średniaemisjaCO}_2\text{na1kWh} &= \frac{0,767\text{tony}}{1000kWh} = \frac{0,767\text{tony}}{1000kWh} \\ \text{średniailośćwyprodukowanegoCO}_2 &= \frac{1MWh}{1000kWh} * 2530kWh = 1,94\text{tony} \\ \text{średnikosztemisjiCO}_2 &= 1,94\text{tony} * 80 \frac{\text{€}}{\text{tona}} * 4,6 \frac{\text{zł}}{\text{€}} = 713,92\text{zł} \\ \text{średniajednostkowacena prąduz1kWh} &= \frac{713,92\text{zł}}{2530kWh} = 0,28\text{zł} \\ \% \text{cenyjednostkowejprądu} &= \frac{0,28 \frac{\text{zł}}{\text{kWh}}}{0,64 \frac{\text{zł}}{\text{kWh}}} * 100\% = 43,8\% \\ \% \text{cenyjednostkowejprądułączniezinnymiopłatami} &= \frac{0,28 \frac{\text{zł}}{\text{kWh}}}{0,74 \frac{\text{zł}}{\text{kWh}}} * 100\% = 37,9\% \end{aligned}$$

Ze względu na fakt, iż Polska opiera się głównie na paliwach kopalnych tj. węgla kamiennym oraz brunatnym, wzrost opłaty emisyjnej w sposób bezpośredni wpływa na ceny prądu. Zgodnie ze wcześniejszymi obliczeniami, w tym momencie koszt emisji wynosi ponad 43% ceny jednostkowej prądu. Dalszy prognozowany wzrost opłat emisyjnych (lub w przypadku braku dostępnych pozwoleń na emisję CO₂ opłata w wysokości 100€ za tonę) może spowodować dalszy wzrost opłat za prąd.

W sferze medialnej podnoszony jest jedynie temat coraz większego kosztu dla grup energetycznych, wzrost cen prądu itd. Nikt jednak nie zadaje bardzo ważnego pytania, co się stało z nadwyżką planowanych dochodów ze sprzedaży praw emisyjnych. W samym tylko 2021 r. przychód Skarbu Państwa ze sprzedaży emisji CO₂ wynosi już ponad 5,5¹¹ mld euro co przy kursie średnim w 2021r. wynoszącym 4,5zł/€ daje ponad 24,75mld złotych! Rząd zaplanował dochody ze sprzedaży emisji CO₂ w wysokości 10,4 mld¹² złotych. A to oznacza, że do 15 grudnia 2021r. Skarb Państwa otrzymał dodatkowe 14 mld złotych, które powinien przeznaczyć na transformację energetyczną. **Dyrektywa ETS** zaleca przeznaczenia minimum 50% dochodów ze sprzedaży puli podstawowej (a najnowsze założenia pakietu *Fit for 55*¹³ mówią o przeznaczaniu 100% puli podstawowej) oraz 100% dochodów z puli dodatkowej na redukcję emisji gazów cieplarnianych, wdrażanie odnawialnych źródeł energii itp. Już w tym momencie wiemy, że rząd posiada dodatkowe miliardy złotych, które zgodnie z Dyrektywą ETS winien wydać na cele klimatyczne.

Za 14 mld złotych, które rząd ma już w tym momencie, można sfinansować np. około 350 000 instalacji fotowoltaicznych o mocy 10kW każda (przy założeniu kosztu 40 000 zł za jedną instalację) o łącznej mocy 3,5GW czy 12 elektrowni gazowych o mocy 400MW (każda o łącznej mocy 4,8GW)¹⁴. Rozwiązań jest zdecydowanie więcej jak np. duże farmy fotowoltaiczne taka jak planowana przez PGE w gminie Kleszczów o mocy 50MW, co przy prawdopodobnym koszcie około 150 milionów za taką inwestycję, pozwoliłby na wybudowanie 90 podobnych farm o łącznej mocy 4,5GW.

3. Emisja dwutlenku węgla przy produkcji prądu na Lubelszczyźnie.

Polska Grupa Energetyczna, która dostarcza energię głównie w Polsce środkowo-wschodniej (w tym na Lubelszczyźnie), za rok 2020 przedstawiła następującą strukturę paliw¹⁵:

¹¹ <https://www.cire.pl/artykuly/serwis-informacyjny-cire-24/polska-sprzedala-uprawnienia-do-emisji-co2-po-7929-euro>

¹² <https://businessinsider.com.pl/finanse/handel-emisjami-budzet-zyska-nawet-20-mld-zl/c7xgnz2>

¹³ Pakiet zmian legislacyjnych będących częścią strategii Europejskiego Zielonego Ładu, mający na celu ograniczeni emisji o 55% do 2030 r., a także osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r.

¹⁴ <https://www.cire.pl/artykuly/serwis-informacyjny-cire-24/100613-za-pulawy-wybuduja-blok-gazowo-parowy-o-mocy-400-mw>

¹⁵ <https://www.gkpgc.pl/bip/Struktura-paliw>

Komentarz do rosnących cen energii. Dlaczego w województwie lubelskim są wysokie ceny energii.

1. Struktura paliw i innych nośników energii pierwotnej zużytych do wytworzenia energii elektrycznej sprzedanej przez PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. w roku 2020.¹⁾

Źródło energii	Udział procentowy [%]
1. Odnawialne źródła energii, w tym:	9,15
biomasa	2,90
energetyka wiatrowa	4,52
duża energetyka wodna	1,54
mała energetyka wodna	0,18
2. Węgiel kamienny	48,13
3. Węgiel brunatny	34,33
4. Gaz ziemny	8,20
5. Inne	0,20
Razem:	100

Zatrważająco wysoki udział ma węgiel brunatny, a także węgiel kamienny. Oba te paliwa kopalniane wykorzystywane są przy produkcji ponad 82% energii elektrycznej. Zapominając chwilowo o samych emisjach przy produkcji energii z tych paliw, to szczególnie wydobycie węgla brunatnego, wpływa w ogromnym znaczeniu na degradację środowiska. Gaz ziemny, który mógłby częściowo odpowiadać za utrzymanie stabilności sieci przy przejściu na OZE, to zaledwie niewiele ponad 8% produkcji energii elektrycznej. Odnawialne źródła energii to nieco poniżej 10%, gdzie główną rolę odgrywa niestabilna z punktu widzenia utrzymania stałego napięcia w sieci energia wiatrowa, a także spalanie biomasy, które pomimo jej zaliczenia do OZE nie jest bezemisyjnym źródłem prądu i ciepła. Ilość pochłoniętego CO₂ na etapie wzrostu roślin kompensuje (dla niektórych gatunków roślin przewyższa) wytworzoną ilość tego gazu w procesie spalania biomasy. Pomimo zdecydowanie korzystniejszego bilansu ekologicznego w porównaniu do węgla, w trakcie spalania biomasy wciąż produkowane są szkodliwe pyły, dwutlenek siarki czy tlenki azotu, choć są one zdecydowanie mniejsze niż w przypadku paliw kopalnianych. Problemem jest również konieczność transportu produktów biomasy, co wpływa na ślad węglowy tego rodzaju paliwa, a także jej niska gęstość. Nawet przy odpowiedniej wilgotności biomasa jest wciąż dwukrotnie mniej efektywna niż węgiel.

Przedstawione dane dotyczą całego regionu PGE Dystrybucja, której głównych obszarem działania jest Polska środkowo-wschodnia¹⁶. Wytłumaczalny wydaje się więc nieduży udział energii produkowanej z wiatraków, w porównaniu do obszaru działania grupy Energa¹⁷, gdzie energia wiatrowa odpowiada za ponad 20% produkcji. Obszary Polski północnej mają zdecydowanie lepsze warunki dla energii wiatrowej. Jak widać umiejętność wykorzystania naturalnych warunków jest nierówna na obszarze Polski. Województwo

¹⁶ <https://www.gkpge.pl/bip/O-GK-PGE>

¹⁷ <https://www.energa.pl/dom/struktura-paliw/struktura-paliw-2020.html>

lubelskie ma największe nasłonecznienie, a mimo to energia słoneczna nie jest nawet uwzględniona w raporcie, a jej obecność jest zapewne w wierszu „Inne”. A należy pamiętać, że obszar PGE obejmuje właśnie najbardziej nasłonecznione obszary Polski.

Polska nie wykorzystuje swoich naturalnych możliwości, widać to dobrze, gdy porównamy się z naszym zachodnim sąsiadem. Pomimo że Polska i Niemcy mają podobne nasłonecznienie, to w Polsce na koniec 2020 r. zamontowane było jedynie niecałe 4GW¹⁸ instalacji fotowoltaicznych, a w Niemczech aż 55GW¹⁹.

4. Symulacja zmniejszenia opłat za prąd przy braku zaniechania budowy kogeneracyjnego gazowego bloku energetycznego w zamian za kogeneracyjny, węglowy blok energetyczny

Historia elektrowni w Puławach sięga 2012 r., kiedy to po raz pierwszy został rozpisany przetarg na budowę bloku gazowo-parowego o mocy aż 800-900MWe. Jednak ten przetarg został unieważniony z powodów prawnych, a dokładnie z braku wsparcia wysokosprawnych projektów kogeneracyjnych²⁰. Oczywiście tak ogromna instalacja elektryczna połączona z 600MWt mocą cieplną prawdopodobnie mogła wydawać się być zbyt duża i ekonomicznie niepotrzebna. Oba te czynniki spowodowały, iż w 2014r. przetarg został unieważniony przez PGE oraz Grupę Azoty, gdyż pierwszy przetarg miał być realizowany wspólnie przez te dwie spółki. W maju 2015. Grupa Azoty wznowiła projekt i postanowiła realizować inwestycję samodzielnie. Po dodatkowych analizach zmieniono oczekiwaną moc na 400MWe. Finalnie zaproponowana instalacja, po zgodzie inwestora, posiadała moc 500MWe.

W marcu 2017r. Zarząd, po wymianie rady nadzorczej Grupy Azoty Puławy przez Prawo i Sprawiedliwość, zdecydował o zamknięciu przetargu i rozpoczęciu budowy bloku opartego na węglu kamiennym pochodzącym z kopalni Bogdanka, a więc brudnym, dymiącym, o najgorszych możliwych parametrach spalania i emisji gazów cieplarnianych spośród wszystkich innych źródeł węgla kamiennego w Polsce. Decyzja ta zniweczyła kilkuletnią pracę wielu ekspertów, ekologów, firm wykonawczych. Szokować może to, że za tą samą kwotę Zarząd, po akceptacji decyzji przez Radę Nadzorczą Grupy Azoty Puławy, ogłosił przetarg na budowę kogeneracyjnego węglowego bloku energetycznego o mocy jedynie

¹⁸ <https://www.teraz-srodowisko.pl/aktualnosci/IEO-rynek-fotowoltaiki-w-Polsce-2021-dostepny-10375.html>

¹⁹ <https://www.gramzielone.pl/energia-sloneczna/104909/niemcy-znowu-obnizaja-ceny-energii-z-fotowoltaiki>

²⁰ Kogeneracja CHP (*Combined Heat and Power*) polega to na jednoczesnej produkcji prądu elektrycznego oraz ciepła, dzięki czemu uzyskuje się lepszą wydajność instalacji aniżeli w przypadku dwóch oddzielnych instalacji o tej samej mocy. Wymaga ona jednak wsparcia przy sprzedaży prądu

100MWe. W porównaniu do kogeneracyjnej elektrowni gazowej o mocy 500MWe jest to 5-cio krotnie mniejsza moc za tą samą cenę.

Blok gazowy miał być udostępniony w 2019r., a więc do dalszych obliczeń przyjmujemy, że mógł pracować od początku w 2020r. Ze względu, iż na terenie PGE znajdują się głównie elektrownie opalane węglem, przyjmujemy do obliczeń, iż blok gazowy zmniejszyć mógł konieczność produkcji prądu właśnie z węgla kamiennego. Emisje wyemitowane poprzez spalanie węgla kamiennego przez PGE, w porównaniu do gazu ziemnego wynoszą:

Rodzaj paliwa	CO ₂	SO ₂	NO _x	Pyły
	[Mg / MWh] = [ton / MWh]			
Węgiel brunatny	0,75510	0,00053	0,00057	0,00004
Gaz ziemny	0,30728	0,00006	0,00023	0,00001
Różnica	0,44782	0,00047	0,00034	0,00003

Paliwo gazowe produkuje nieporównywalnie mniej szkodliwych gazów oraz pyłów. Ze względu na fakt, iż projektowana elektrownia wyposażona była w blok kogeneracyjny, praca z mocą 500MWe jest nie do osiągnięcia przy równoczesnej produkcji ciepła. Należy więc zatem przyjąć, iż nowy blok energetyczny mógłby pracować ze średnią mocą 350MWe oraz w około połowie odciążałby elektrownię opalaną węglem kamiennym. Gazowy blok energetyczny spowodowałby redukcję emisji CO₂ oraz innych gazów i pyłów w wysokości:

CO ₂	SO ₂	NO _x	Pyły
[Mg] = [ton]			
686 508,1	720,5	521,2	46,0

Redukcja samego dwutlenku węgla wynosi ponad **680 000 ton**, a tylko to wygeneruje oszczędności na opłacie emisyjnej o **prawie 55 milionów €** rocznie! A mówimy tutaj wyłącznie o części elektrycznej. Powstałe w kogeneracji ciepło, które w 90% zasilana procesy technologiczne Zakładów Azotowych, a pozostałe 10% zasilają ciepło komunalne miasta, powstałoby bez dodatkowej emisji.

Obliczenie redukcji CO₂ przy braku zaniechania budowy 500MWe elektrowni gazowej oraz wielkość oszczędności na opłacie emisyjnej

$$\begin{aligned}
 \text{planowana moc elektrowni} &= 500 \text{ MWe} \\
 \text{obniżona moc elektryczna elektrowni z uwzględnieniem kogeneracji} &= 350 \text{ MWe} \\
 \text{zakładana roczna produkcja prądu ze źródła gazowego} &= 350 \text{ MWe} * 50\% * 365 \text{ dni} * 24 \text{ h} = 1533000 \text{ MWh} \\
 \text{zmniejszenie emisji CO}_2 &= 1533000 \text{ MWh} * 0,44782 \frac{\text{ton}}{\text{MWh}} = 686508,1 \text{ ton} \\
 \text{wartość zredukowanej opłaty emisyjnej w ciągu roku} &= 686508,1 \text{ ton} * 80 \frac{\text{€}}{\text{ton}} = 54\,920\,648 \text{ €}
 \end{aligned}$$

6. Zmniejszenie zużycia prądu jako element skutecznej transformacji energetycznej

Jednym z działań jakie mogłyby podjąć samorządy lokalne na terenie Lubelszczyzny, aby zoptymalizować budżet i równocześnie zmniejszyć emisje jest zmniejszenie zużycia prądu. Dobry przykładem jest gmina Wilkołaz, która ograniczyła zużycie prądu na oświetlenie uliczne. Wymieniono w niej 586 sztuk istniejących opraw oświetleniowych. Poza istotnym zmniejszeniem rachunków za prąd, zdecydowanie większego komfortu mieszkańców, zmniejszenia zanieczyszczenia świetlnego poprzez dostosowanie godzin pracy na podstawie godzin wschodu i zachodu Słońca czy uniezależnieniu się od PGE w zakresie sterowania oświetleniem i wymiany żarówek, zmniejszono zapotrzebowanie na prąd, więc i ograniczono produkcję CO₂.

Łączne zużycie prądu zainstalowanego oświetlenia ulicznego w Polsce szacuje się na 1 500GWh²¹, a wymiana na nowoczesne i inteligentnie sterowane oświetlenie uliczne może przynieść wg. tych samych szacunków nawet 60% oszczędności, co przy aktualnej cenie prądu na potrzeby oświetlenia ulicznego (która jest znacznie mniejsza niż cena dla gospodarstw domowych) daje setki milionów oszczędności rocznie. Nie wspominając już, o ograniczonej redukcji CO₂, ponieważ tych 750GWh nigdy nie musiałoby zostać wyprodukowanych. Przy średnim poziomie emisji grupy PGE Dystrybucja daje redukcję o ponad 575 250 ton CO₂.

²¹ <https://www.gramwielone.pl/dom-energooszczedny/20524/oswietlenie-led-w-gminach-to-ponad-50-proc-oszczednosci>

- Rekomendacje dla województwa lubelskiego, które mogą poprawić sytuację bilansu energetycznego w regionie to inwestowanie w rozwój energii słonecznej, połączonej z elektrowniami szczytowo-pompowymi i instalacjami kogeneracyjnymi oraz inwestowanie w technologie zmniejszające zużycie prądu przez samorządy np. energooszczędne oświetlenie ulic, termomodernizacja budynków użytku publicznego.

Oszczędności wynikające z wymiany oświetlenia ulicznego na LED

$$\begin{aligned}
 \text{szacowanamoczaoszczędzona} &= 1500GWh * 50\% = 750GWh = 750000MWh = 750000000kWh \\
 \text{zaoszczędzonaemisjiCO2} &= 750000MWh * 0,767 \frac{\text{tony}}{MWh} = 575250\text{ton}
 \end{aligned}$$

7. Podsumowanie i wnioski

Obecna sytuacja spowodowana jest latami zaniechań, zarówno rządami PiS jak i PO-PSL. Politycy od lat przyjmują postawę bierną wobec ważnych problemów społeczno-gospodarczych. Nie ma się więc co dziwić aktualnej wzmożonej aktywności polityków, wzajemnych oskarżeń, czy zrzucania odpowiedzialności na UE. Zasady sprzedaży emisji CO₂ zaczęły obowiązywać już w 2008 r. Przez tych kilkanaście lat nie zrobiono nic, aby zapobiec ciężkiej sytuacji, a największe wyzwania są wciąż przed nami. Należy spodziewać się uwolnienia cen prądu i ciepła, lub zgody na wliczanie kosztów emisji do ceny prądu w pełnym zakresie. A przy obecnym oparciu wytwarzania energii elektrycznej na węglu oraz przestarzałych instalacjach, doprowadzi to do znacznych podwyżek.

Z roku na rok Polska importuje coraz więcej energii, a spowodowane jest to problemami z domknięciem bilansu energetycznego, który najprościej można opisać jako różnica energii dostarczonej do energii odebranej z polskiego systemu elektroenergetycznego. Optymalną sytuacją jest, kiedy ten bilans wynosi 0. Import rośnie z kwartału na kwartał i nic nie wskazuje na zmianę tej sytuacji. Najwięcej prądu importujemy ze Szwecji, Niemiec oraz Czech. Nasi sąsiedzi radzą sobie zdecydowanie lepiej z zaopatrzeniem w energię, choć oczywiście i oni miewają swoje problemy. W 2020 r. bilans wyniósł -13TWh²², co jest równe niemal 8% zapotrzebowania na energię w Polsce, wynoszącej w 2020r. łącznie 165TWh²³.

²² <https://www.euractiv.pl/section/energia-i-srodowisko/news/energetyka-elektrownia-belchatow-energia/>

²³ tamże

Należy podkreślić, że w 2014 r. po raz pierwszy od 1989r. staliśmy się importerem energii elektrycznej. Działania kolejnych rządów spowodowały ciężki do odwrócenia trend.

Najtańsza forma energii odnawialnej tj. wiatraki na lądzie, została praktycznie całkowicie zniszczona przez PiS, gdzie ze względu na obowiązujące przepisy ciężko znaleźć miejsca na inwestycję, nie mówiąc o znalezieniu dobrego ekonomicznie miejsca np. w niedalekiej odległości do sieci. Promowana energetyka wiatrowa na morzu jest najdroższą formą OZE, która w zasadzie równa się kosztowi produkcji energii z węgla. Dla Lubelszczyzny więc najrozsądniejszym rozwiązaniem wydaje się energia słoneczna połączona z elektrowniami szczytowo-pompami, wysokosprawne instalacje kogeneracyjne, ewentualnie energetyka wiatrowa w miejscach, gdzie jest to prawnie i ekonomicznie możliwe.

Ze względu na ww zaniechania musimy przygotować się na wzrost cen energii elektrycznej, ale i cieplej z sieci komunalnej. Zgodnie z zatwierdzonymi przez URE nowymi taryfikatorami, ceny prądu w 2022 r. pójdą w górę średnio o 37%, opłaty stałe o 9%, co sumarycznie ma przełożyć się na 24%²⁴ większe rachunki za energię elektryczną. Należy pamiętać, iż nawet po podwyżce, koszt samych uprawnień do emisji gazów cieplarnianych będzie wynosił około 30% rachunków za prąd, co przy dalszym braku zdecydowanych działań na rzecz ograniczenia emisji gazów cieplarnianych skutkować będzie dalszym wzrostem cen. Istotnym jest również to, iż Tarcza Antyinflacyjna²⁵ która zakłada zmniejszenie podatku VAT na energię elektryczną (z 23% na 8%), w zdecydowanej większości skompensują tą podwyżkę. Dotyczyć ona będzie jedynie rachunków za prąd indywidualny. Nie skompensuje ona zdecydowanie bardziej dotkliwych podwyżek dla samorządów czy przedsiębiorców, co z kolei przełoży się na dalszy wzrost cen towarów i usług. A wszystko to w dalszym ciągu będzie nakręcać spiralę inflacyjną. Zmniejszenie podatku VAT jest również sposobem na ukrycie istoty problemu i nie rozwiązuje go trwale. Tylko zmniejszenie emisji CO₂ przy produkcji prądu elektrycznego w sposób bezpośredni zatrzyma presję opłat emisyjnych na ceny prądu za energię elektryczną.

²⁴ <https://www.money.pl/gospodarka/podwyzki-cen-pradu-staja-sie-faktem-ure-zatwierdzil-taryfy-6716398772894560a.html>

²⁵ <https://www.gov.pl/web/premier/tarcza-antyinflacyjna-i-obnizka-podatkow--rzad-przeciwdziala-skutkom-inflacji>