

Elektroenergetyka w Polsce 2021

– wybrane z wyzwań i wyników minionego roku

Power industry in Poland in 2021

– selected from challenges and results of the last year

W artykule podano bilans energii za rok 2020 w porównaniach z rokiem poprzednim. Wyniki gospodarcze Polski za cały 2020 rok potwierdzają kosztowne skutki z przyczyn pandemii. Mniej produkujemy, więcej zużywamy, coraz więcej kupujemy za granicą. Transformacja elektroenergetyki w Polsce to proces, który zmierza do neutralności klimatycznej w 2050 roku. Musi jednak być rozważnie, aby nie zburzyć stabilności dostaw energii nie tylko na nasze potrzeby. Rośnie zużycie energii, wypadną starsze moce i choć znacząco przybywa źródeł odnawialnych, to bez ich ubezpieczenia energetyką konwencjonalną braknie możliwości zbilansowania potrzeb systemowych. W artykule scharakteryzowano zmiany w produkcji elektrowni zawodowych. W strukturze produkcji energii elektrycznej nadal dominują elektrownie ciepłe, choć z coraz mniejszą produkcją. Produkcja energii elektrycznej z elektrowni opalanych węglem kamiennym i brunatnym jest skutecznie rugowana z rynku. Pojawiła się *Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku*. Napisana została tak, aby podjąć wyzwanie, jakim będzie zbudowanie nowego systemu energetycznego w najbliższych dwóch dekadach.

Słowa kluczowe: elektroenergetyka w Polsce, bilans energii za rok 2020, *Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku*

Given is the energy balance for the year 2020 in comparisons with the previous year. Poland's economic results for the whole 2020 year confirm costly pandemic implications. We produce less, consume more and purchases from abroad increasingly grow. Power industry transition in Poland is a process which aims at climate neutrality in 2050. But the process must be run wisely in order not to disturb the security of energy supplies not only for our needs. Energy consumption grows up, older production capacities will be terminated and though the number of renewable energy sources significantly increases they must be secured by conventional energy – otherwise there will be no possibility to balance the energy system needs. Characterized are changes in utility power plants production. CHP plants still play dominant role in electricity generation but with diminishing production. Electric energy from power plants fired with hard and brown coal is effectively eliminated from the market. Presented was *Poland's Energy Policy until 2040* prepared so as to meet the challenge which is building of a new energy system within the next two decades.

Keywords: energy industry in Poland, energy balance for the year 2020, *Poland's Energy Policy until 2040*

*... zużyliśmy energii elektrycznej mniej,
wyprodukowaliśmy jeszcze mniej,
a import zwiększył się znacząco!*

Kolejne tygodnie pandemii. Nie wiemy, jak długo jeszcze. Nie wiemy, jakie przyniesie skutki. Dla gospodarki i dla nas. Nie mamy już wiele więcej poza nadzieją, że szczepionka będzie dostępna. I potwierdzi się jej skuteczność. Druga fala pandemii dotkliwie wyzbyła nas złudzeń, że będzie łatwiej. Kolejne kraje ogłaszają przedłużenia lockdownu. Tuż, tuż trzecia, a może i następne fale światowej pandemii. Strach. Coraz częściej bezradność. Ludzkość coraz bardziej zdezorientowana. Nie wiemy, co dalej nie tylko w globalnej gospodarce, ale i w naszej zwyczajnej codzienności. Jak przeżyć z kurczących się zasobów i coraz mniejszej możliwości dostosowań.

Energetyce światowej Covid-19 przyniósł skutki, które będą odczuwalne przez wiele lat. Globalne zapotrzebowanie na energię za 2020 rok będzie mniejsze niż w 2019 roku o 5%. Za to emisje CO₂ związane z energią mniejsze aż o 7%. Inwestycje energetyczne wyhamowały o 18%. Nasza gospodarka zareagowała jednym z największych spadków zużycia energii elektrycznej pośród krajów UE (w porównaniu odpowiednio z rokiem 2019). To było mniej o nieco ponad dwa procent za pierwsze trzy miesiące i mniej o ponad pięć procent za pierwsze półrocze. W kolejnej fali obostrzeń ta reakcja nie była już tak mocna. Nie-

pełni czasu trwania pandemii nie wiemy, co przyniesie szeroko rozumianej energetyce. Z przyczyn zakłóceń w łańcuchu dostaw towarów i usług oraz konieczności zachowania dystansu społecznego. Ale i utrzymującej się niepewności politycznej. Także z coraz częściej refleksyjną ostrożnością co do ponoszenia znaczących kosztów na rzecz ochrony klimatu. W krajach z regionów świata szczególnie dotkniętych pandemią tym bardziej. Dziś wiemy, że powroty do normalności będą kosztowniejsze niż sądziliśmy dotąd. Solidarność w podejmowaniu wspólnych wysiłków dla klimatu trzeszczy. Także w strukturach UE. I to nie tylko w obszarze ochrony klimatu.

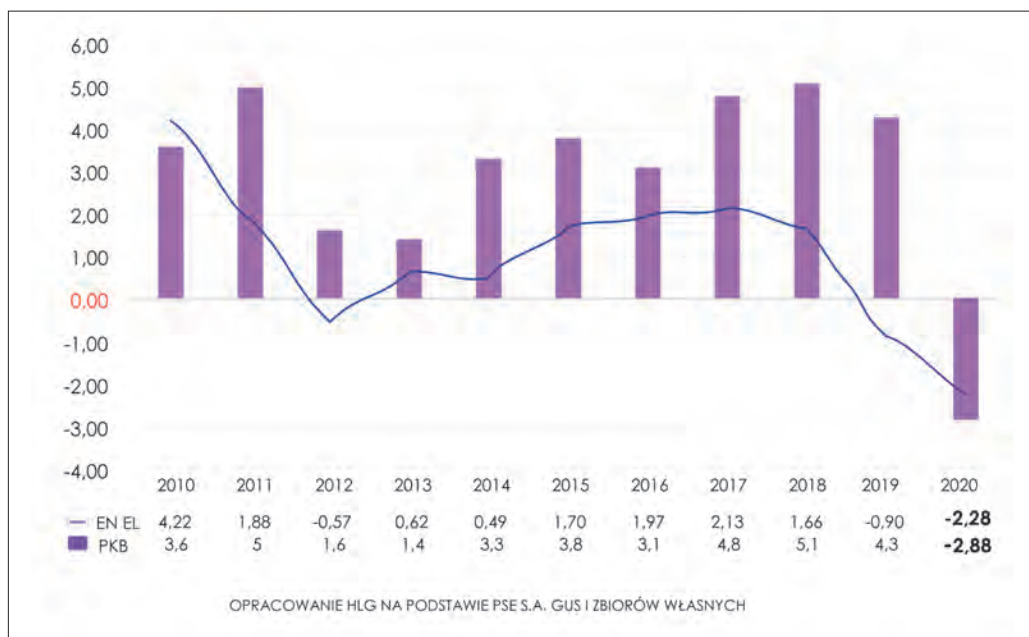
Stan naszej gospodarki istotnie przekłada się na energetykę. To oczywiste. Organizacja Współpracy Gospodarczej i Rozwoju (OECD) prognozuje w końcu grudnia, że PKB Polski zmniejszy się o 3,2% w 2020 r., zaś w 2021 r. PKB wzrośnie o 2,9%. Wzrost gospodarczy na 2022 r. prognozuje na poziomie 3,8%. Według tegoż źródła, inflacja w Polsce wyniesie 3,4% w 2020 roku – wobec 2,2% w ubiegłym roku, a następnie 2,3% w 2021 i 2,6% w 2022 roku. To mimo „świeżości” tych prognoz są zbyt optymistyczne. Tyle z nieodległych prognoz. Dziś po pierwszych danych wyników gospodarczych w Polsce za 2020 rok wiemy więcej. Sygnalizują jednakże, niezależnie od stopnia trafności, intensywność wpływania stanu naszej gospodarki na elektroenergetykę w Polsce. W wielu obszarach. Od zmian w zużyciu energii elektrycznej i strukturze jej wytwarzania

po gotowość do inwestycji. Póki co nie nadążają inwestycje sieciowe. Dystrybucyjne. A to przecież one są istotne dla obsłużenia przyrostów energetyki prosumenckiej. Dziś głównie solarnej, ale niebawem instalacji mikrowiatrowych. W strukturze produkcji energii elektrycznej nadal zmniejsza się wyraźnie udział generacji z paliw stałych. Po przyjęciu 2 lutego przez rząd *Polityki energetycznej Polski do 2040 roku* wiemy, że to „po drodze” tym zapisom. Mimo wszystko. Mimo innych „programów”, a bywa i rozsądkowi. Ale powstrzymam mój szczegółowy osąd tego na inną okazję.

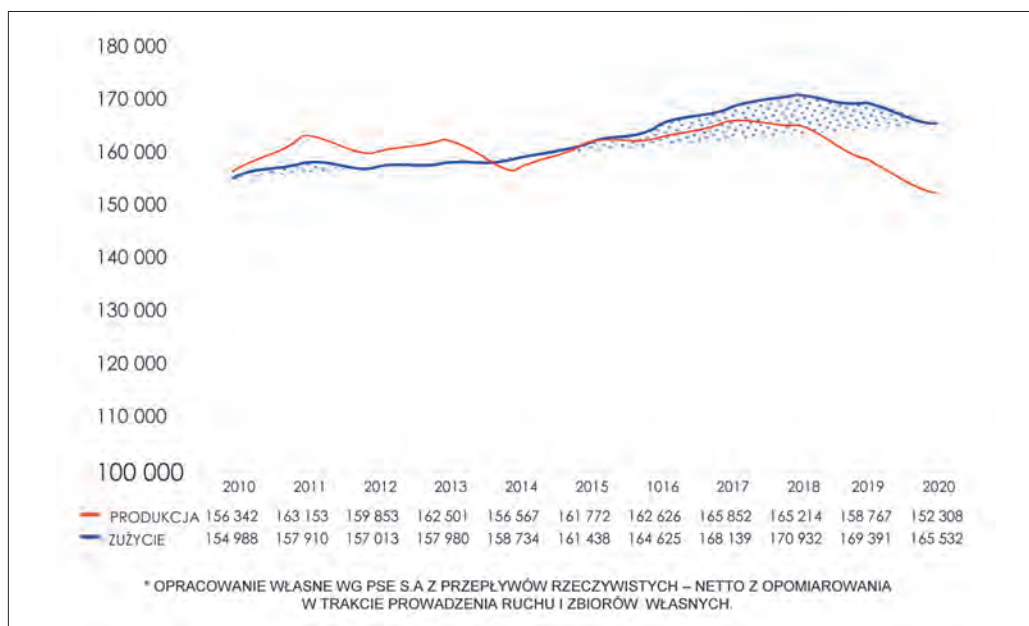
Co w naszej gospodarce? W kontekście energetyki przede wszystkim. Wyniki gospodarcze Polski za cały 2020 rok potwierdzają kosztowne skutki z przyczyn pandemii. Nieco mniejszego „kalibru” niż wiele innych krajów Wspólnoty unijnej. W początku roku z przyczyn Covid-19 mieliśmy znaczące symptomy załamania gospodarczego. Dotkliwe dla wielu branż. Po pierwszym kwartale PKB (realnie rok do roku) jeszcze

dotadni 1,9%. Z dobrego stycznia i lutego. Ale produkcja sprzedana przemysłu mniejsza o 2,3%. Sygnalizuje niekorzystne zmiany. Zwiększenie cen towarów i usług konsumpcyjnych o 3,4%. Zużycie energii elektrycznej mniejsze (w porównaniu z analogicznym okresem 2019) o 2,09%. Przy jej produkcji ogółem w kraju mniejszej o 4,56%. Po II kwartale odpowiednio PKB -8,2%, produkcja sprzedana przemysłu większa o 0,5%, ceny towarów i usług konsumpcyjnych wyższe o 3,3% Zużycie energii elektrycznej mniejsze o 5,16% przy jej produkcji ogółem w kraju mniejszej 7,59%. Po III kwartale PKB -1,8%, produkcja sprzedana przemysłu lepiej, bo ze wzrostem 5,9%, ale zużycie energii elektrycznej już sygnalizuje kolejną falę kłopotów. Mniejsze o 3,9% przy jej produkcji ogółem w kraju mniejszej o 6,55%. Za cały 2020 rok PKB w relacjach jak wyżej -2,8%, sprzedaż produkcji z przemysłu mniejsza o 1,0%. Zużycie energii elektrycznej mniejsze o 2,28% przy jej produkcji ogółem mniejszej o 4,07%.

Rys. 1.
Zmiany* PKB i zmiany
w zużyciu energii
elektrycznej, %
Polska – z lat 2010-2020



Rys. 2.
Produkcja i zużycie
energii elektrycznej
w kraju, GWh
Polska – z lat 2010-2020



Niedobór krajowej produkcji energii elektrycznej wobec jej zużycia od 2016 roku ma tendencję trwałą w rosnącej dynamice. Mniej produkujemy – więcej zużywamy.

Coraz więcej kupujemy za granicą. Krajowy system przesyłowy pracuje synchronicznie z systemami krajów Europy kontynentalnej ENT-SO-E (dawniej UCTE) oraz z wydzielonymi blokami wytwórczymi elektrowni *Dobrotwór* w systemie ukraińskim. Niesynchroniczne z systemem szwedzkim poprzez kabel podmorski prądu stałego oraz z litewskim poprzez wstawkę prądu stałego.

Polski obszar rynkowy został 19 listopada 2019 r. włączony do mechanizmu jednolitego łączenia Rynków dnia bieżącego (Single Intra-Day Coupling – SIDC), realizowanego z wykorzystaniem platformy XBID. Początkowo mechanizmem SIDC zostały objęte cztery granice Polski (CZ-PL, DE-PL, LT-PL, PL-SE).

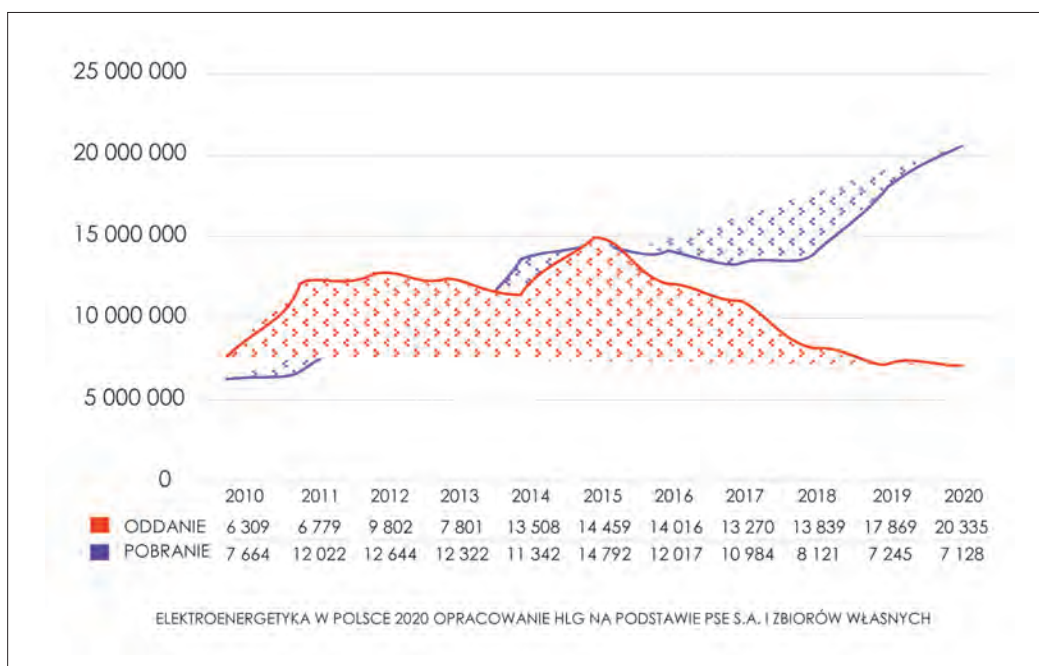
Wymianą transgraniczną w Krajowym Systemie Energetycznym zajmują się *Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.* Tam też zbiory wiarygodnych opisów i danych. Agregowane z opomiarowania systemu w czasie rzeczywistym. W trakcie prowadzenia ruchu. Później bywa nieznacznie korygowane za cały rok w zbiorach informacji z innych źródeł. Już po zamknięciu sprawozdań rocznych.



Rys. 3. Połączenia transgraniczne krajowego systemu energetycznego

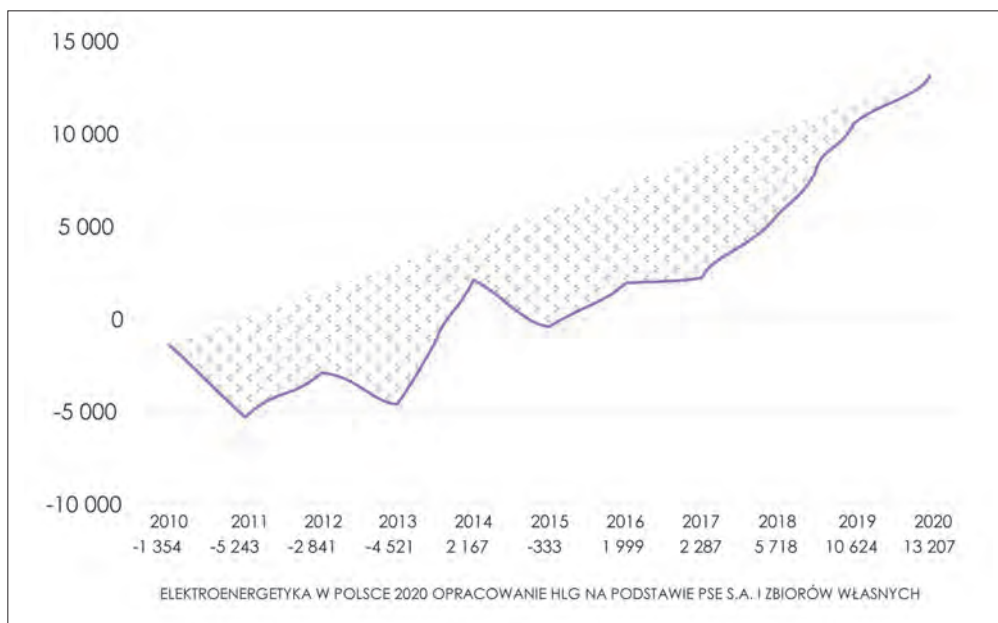
Nasz system transgranicznych połączeń sieciowych od północnego zachodu poprzez kierunek zachodni i południowy jest obciążany zarówno z wymiany handlowej/planowanej (europejski rynek energii) jak i przepływów nieplanowanych (z wymiany operatorskiej). Na tym pierwszym – handlowym z kierunku północnego i zachodniego jesteśmy w saldzie przepływów importem energii elektrycznej, na południowym zaś przede wszystkim eksporterem. Kierunek wschodni, choć pożądany dla ubezpieczenia ubogiej w generację części kraju, to wymiana z Litwą. Za ubiegły rok kupiliśmy już 1774,98 TWh. Ukraina, choć istotna dla dopięcia koła połączeń transgranicznych, nadal jest nieznaczająca.

Od wielu lat saldo naszej wymiany transgranicznej wyraźnie zwiększa się na korzyść pobrania/importu. Za 2020 rok przekroczyło 13 TWh z eksportem/oddaniem 7 209 715 MWh, a kupiliśmy/pobraliśmy 20 433 667 MWh.

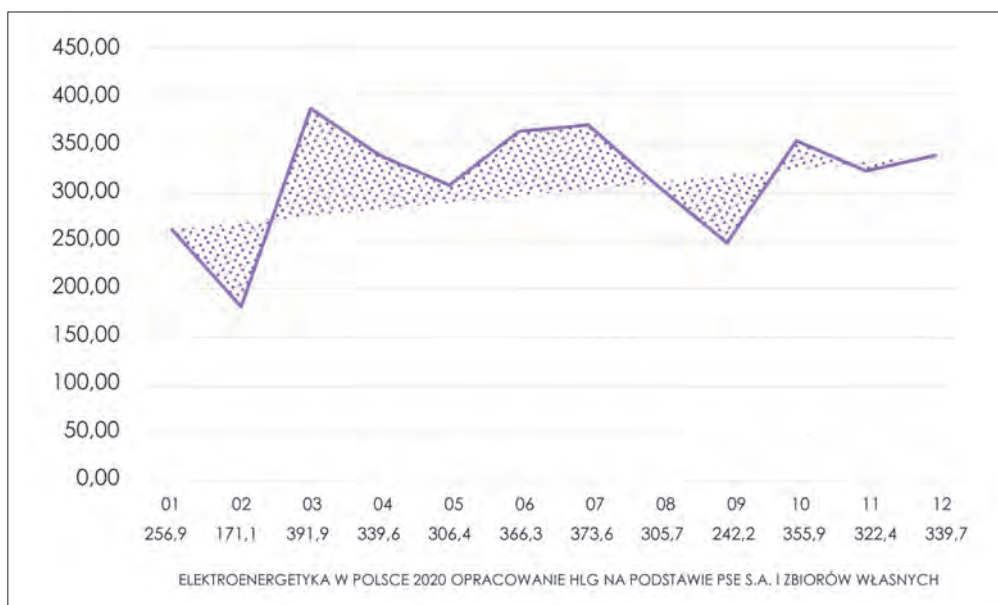


Rys. 4. Wymiana energii elektrycznej z zagranicą, GWh Polska – w latach 2010-2020

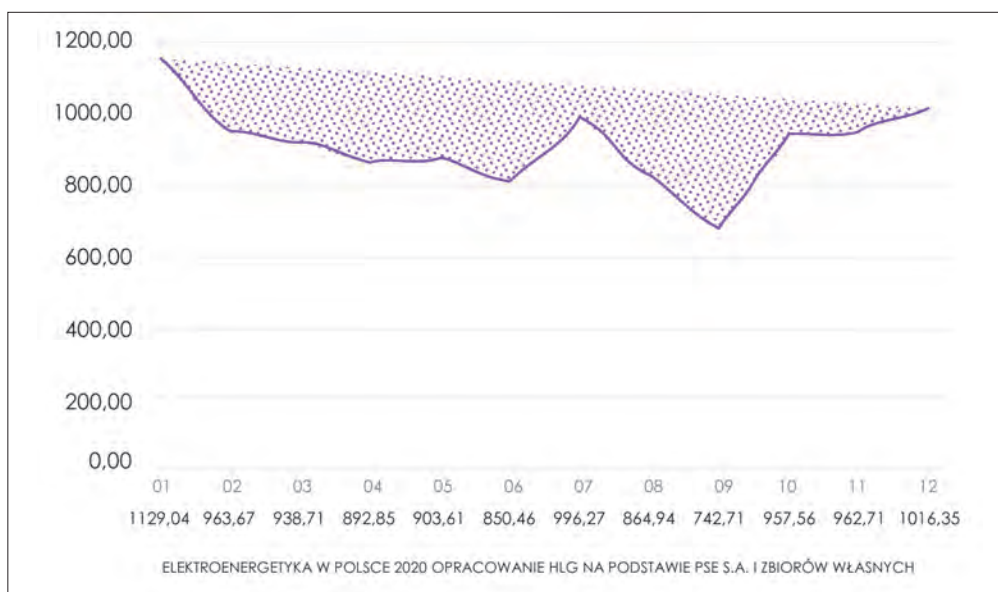
Rys. 5.
Saldo wymiany energii
elektrycznej
z zagranicą, GWh
Polska – w latach
2010-2020



Rys. 6.
Wymiana transgraniczna
energii elektrycznej w Polsce
za 2020 rok, GWh
Miesięcznie kierunek
Szwecja – saldo



Rys. 7.
Wymiana transgraniczna
energii elektrycznej w Polsce
za 2020 rok, GWh
Miesięcznie kierunek
Niemcy – saldo



Na 13 207 GWh salda z wymiany łącznej z samej Szwecji pobraliśmy 3771,59 GWh. Niewielkie pobrania z naszego systemu do Szwecji stanowiły nieistotny epizod. Ważącą część poboru/kupna łącznie to rynek zachodni i południowy.

Z Niemiec wpływa do nas tania generacja z OZE, choć ostatnio także i z nadwyżki konwencjonalnej. Za rok ubiegły saldo wymiany na kierunku niemieckim wyniosło 11 218,88 GWh.

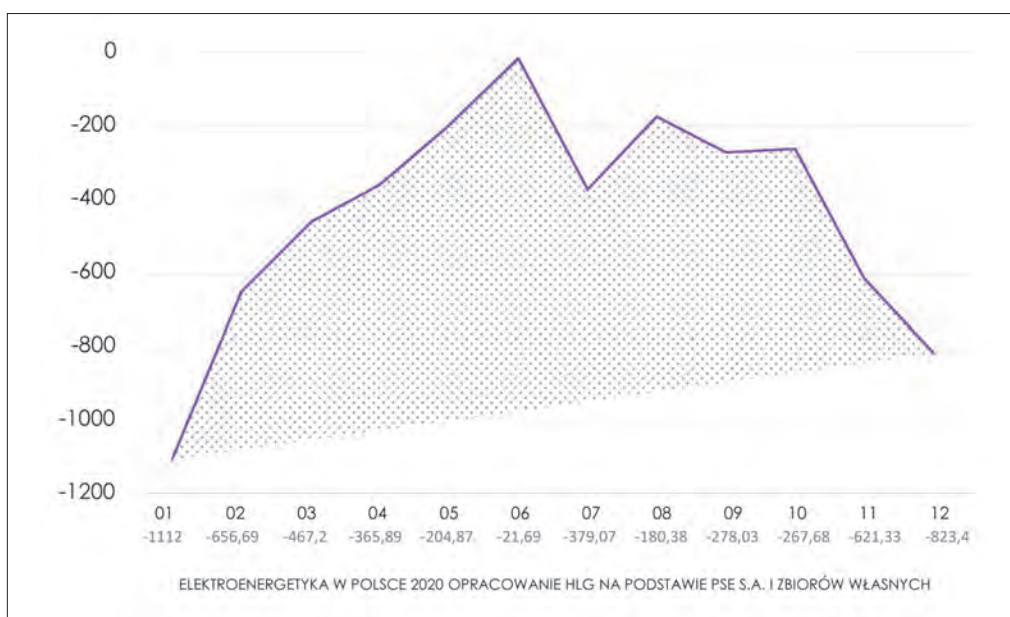
Nasi południowi sąsiedzi kupują od nas energię elektryczną przede wszystkim dla stabilizacji generacji solarnej i wiatrowej. Widać to w zróżnicowaniu przepływów w poszczególnych miesiącach roku. W zimowych biorą znacznie więcej, gdy słońca mniej. Dla Słowacji jednoznacznie to tylko import z Polski. W przypadku Czechów też. Choć w 2020 roku także kilka było kilka dni ich eksportu. Z wymuszeń współpracy międzyoperatorskiej. Jedynie w czerwcu, gdy słońce i wiatr dały dużo więcej energii OZE. Bilansując cały 2020 rok saldo wymiany z Czechami było wyraźnie ujemne. Eksport energii elektrycznej z Czech do Polski za 2020 rok stanowił w relacji do importu 8,40%. Ze względu na podobieństwo naszej wymiany z energetyką czeską i słowacką warto okazać saldo wymiany z sumy obydwu systemów. Także z przyczyn znaczenia dla nich naszej generacji.

Łącznie na kierunku południowym za rok 2020 pobrano od nas 5378,23 GWh. Jeśli przypomnieć, że generacja energii w Polsce z paliw stałych (węgiel brunatny i kamienny łącznie) to 72% w strukturze produkcji, to jej losy w najbliższych latach nie mogą być bez znaczenia dla naszych południowych sąsiadów. Jest istotna nie tylko z przyczyn ochrony środowiska, ale i stabilności ich systemów energetycznych. Stąd medialny populizm klimatyczny, opresyjny niezmiennie wobec węgla w energetyce, nie sprzyja także ich interesom. Nie w takiej skali jak dotąd nieracjonalnych emocji. **Transformacja elektroenergetyki w Polsce to proces, który zmierza do neutralności klimatycznej w 2050 roku. Musi jednak biec rozważnie, aby nie zburzyć stabilności dostaw energii nie tylko na nasze potrzeby. Chyba, że o to chodzi naszym zachodnim sąsiadom w „ubranej na zielono” grze o rynki zbytu energii.**

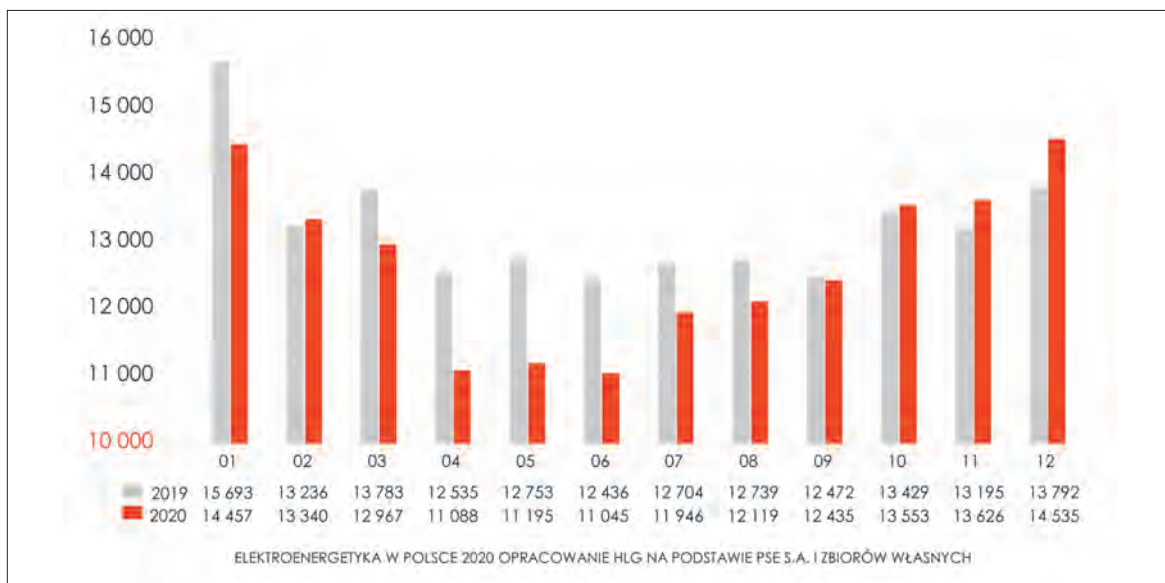
W Krajowym Systemie Energetycznym rośnie zapotrzebowanie na moce szczytowe, zarówno latem jak i zimą. Rekord wszechczasów, który padł 10 grudnia o godzinie 13:15 – równo 26 817 MW – już został pobity. **18 stycznia 2021 roku padł kolejny rekord zapotrzebowania na moc w polskim systemie elektroenergetycznym. Około godz. 10.50 zapotrzebowanie sięgnęło 27 500 MW.** W większości zapotrzebowanie zostało zbilansowane dzięki generacji źródeł krajowych. Operator dysponował jeszcze rezerwą mocy. W momencie rekordu zapotrzebowania planowe saldo wymiany transgranicznej wyniosło ok. 834 MW w kierunku importu do Polski.

W szczycie letnim pomiędzy rokiem 2010 a 2020 zapotrzebowanie na moc szczytową zwiększyło się o około 3550 MW. W zimowym o 1168 MW. W ostatnich pięciu latach dynamika tych zmian jest coraz większa. W kolejnych latach ze względu na szybki przyrost fotowoltaiki rezerwy mocy w nasłonecznione dni mogą wzrosnąć. W przypadku bardzo niskich temperatur zimą ubezpieczenie coraz wyższego zapotrzebowania na moc szczytową może się okazać problemem. Tu coraz większe znaczenie będzie miała elastyczność generacji i połączenia transgraniczne. A także mechanizm interwencyjnej redukcji zapotrzebowania.

W ostatnich latach system zyskał nowe moce. Na węglu, choć nie tylko. Łącznie na kamiennym i brunatnym 5609 MW. O wyższych sprawnościach wytwarzania energii elektrycznej niż w blokach starszych. A więc niższej emisyjności na MWh. Dobre wieści płyną w sprawie budowy dwóch bloków gazowo-parowych w *PGE Elektrowni Dolna Odra*. Planowane dwa bloki gazowo-parowe na łączną moc 1340 MW mają podpisaną umowę na przyłączenie do sieci gazowej. To rokuje, że uda się je wpiąć do systemu około 2025 roku. Ale to na razie wszystko! Bowiem trudno z największym optymizmem przyjąć zapowiadane na rok 2032 pierwsze bloki jądrowe. **Rośnie zużycie energii, wypadną starsze moce i choć znacząco przybywa źródeł odnawialnych, to bez ich ubezpieczenia energetyką konwencjonalną brakuje możliwości zbilansowania potrzeb systemowych.**



Rys. 8. Wymiana transgraniczna energii elektrycznej w Polsce za 2020 rok, GWh Miesięcznie kierunek **Czechy i Słowacja – saldo suma**

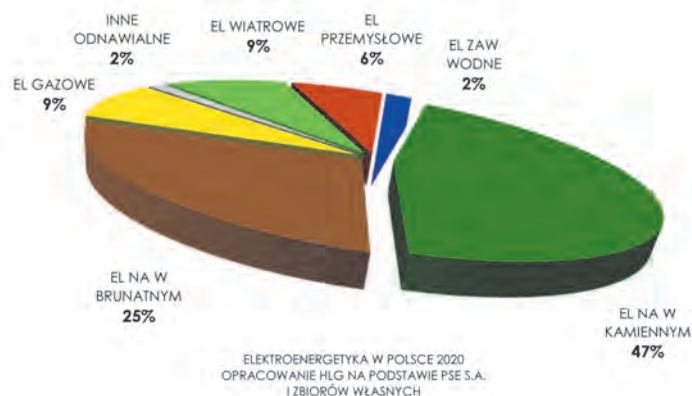


Rys. 9. Produkcja energii elektrycznej w kraju, GWh; **Polska** – miesięcznie z lat 2019 i 2020

Wymiana transgraniczna na europejskim rynku energii będzie się zwiększać. Zwiększy się wysiłek inwestycyjny dla rozbudowy sieci transgranicznych. Dla nas znaczy to wypadanie coraz większej ilości naszego eksportu. Dziś jeszcze przede wszystkim z przyczyn niekonkurencyjnych cenowo ofert. W przyszłości już na przełomie lat trzydziestych i czterdziestych stulecia także z ograniczenia krajowej generacji. Bloki, umownie „dwusetki”, wypadną w znacznej mocy. Według różnych szacunków od 7,5 tys. do 9,5 tys. megawatów. Sygnalizowane pozyskanie nowych mocy nie będzie w tym czasie w odpowiedniej skali. Tu aspekt rozbudowy połączeń i przepływów transgranicznych będzie dla nas na miarę utrzymania stabilności systemowej. Nie będzie to jednak energia tania.

Z roku na rok produkujemy coraz mniej energii elektrycznej w kraju. W poszczególnych miesiącach 2020 roku produkcja była w widocznej zależności od ograniczeń pandemicznych działalności gospodarczej. Tak pewnie zostanie na dłużej.

W strukturze produkcji energii elektrycznej nadal dominują elektrownie ciepłe, choć z coraz mniejszą produkcją. Mimo znaczących zwiększeń instalacji fotowoltaicznych one w sumie z pozostałymi OZE w wolumenie produkcji wobec zużycia nie znaczą wiele. Za ubiegły rok to nieco ponad 13%.



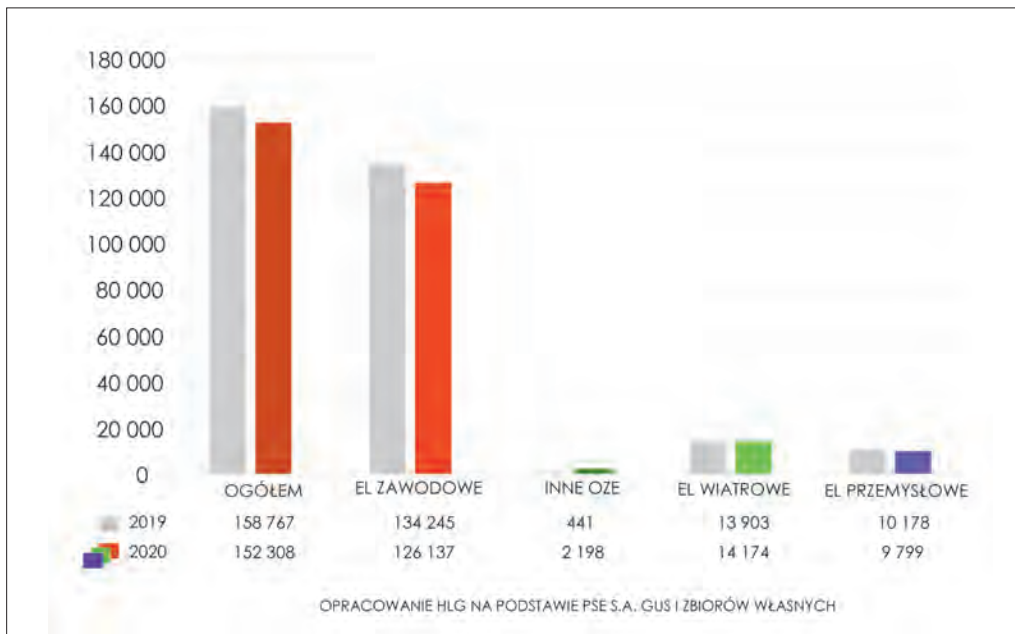
Rys. 10. Struktura produkcji energii elektrycznej w kraju, % Według źródeł – za 2020 rok

Z elektrowni zawodowych ciepłych oddaliśmy do systemu energii mniej niż w 2019 roku. Jest więcej na gazie ziemnym. Z wiatru, choć nieco więcej, to w dużo mniejszej dynamice. Przy zwiększeniu w 2020 roku w relacji do 2019 o 1,95%, w 2019 było więcej niż w 2018 o 19,06%. W elektrowniach przemysłowych mniej o 3,73%. Po raz pierwszy od wielu lat. To także skutek ograniczeń w działalności gospodarczej z przyczyną pandemii.

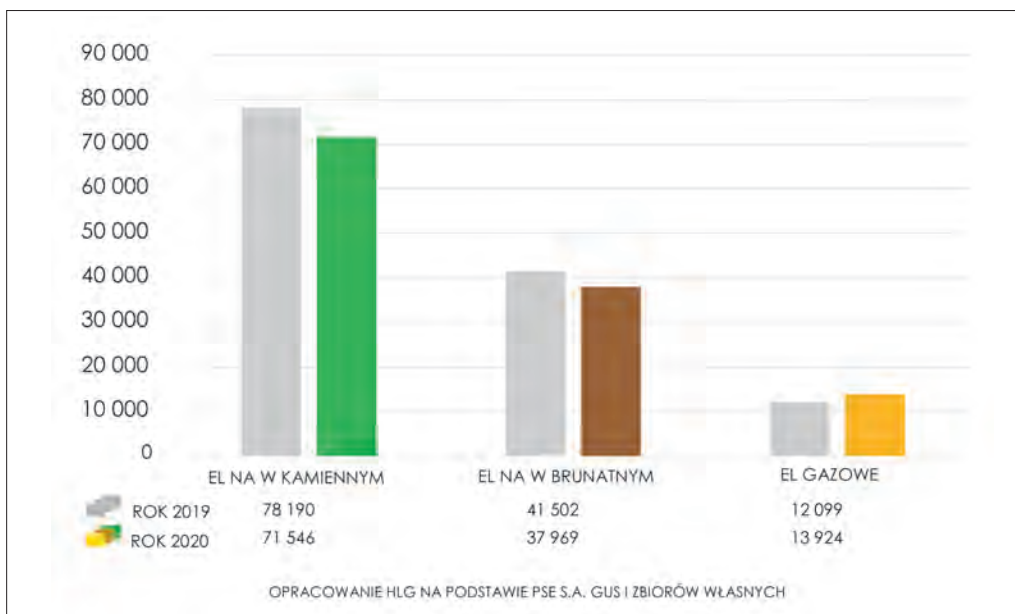
Z elektrowni zawodowych ciepłych podaliśmy 123439 TWh, tj. mniej o 6,34%. W elektrowniach zawodowych wodnych 2639 TWh, co znaczy prawie o 10% więcej niż za rok 2019. Elektrownie na węglu kamiennym dały 71546 TWh, tj. mniej w porównaniu z analogicznym okresem roku ubiegłego o 8,50%. Elektrownie na węglu brunatnym wyprodukowały 37969 TWh – mniej o 8,51%.

Produkcja energii elektrycznej z elektrowni opalanych węglem kamiennym i brunatnym jest skutecznie rugowana z rynku. „Zabijają” ich konkurencyjność, wysokie i rosnące dynamicznie opłaty za uprawnienia do emisji CO₂. Dziś (4 lutego) za jedno uprawnienie trzeba zapłacić 37,27 euro. A będzie drożej. Dużo drożej! Na czas ożywienia gospodarki po zapaści covidowej. Na potem też! Coraz realniejsze stają się prognozy 40 euro/t już w roku 2030. W kosztach jednostkowych energii elektrycznej sprzedanej z elektrowni w Polsce na węglu kamiennym i brunatnym koszty pozyskania uprawnień do emisji stanowią już nieco ponad połowę. Na gazie ziemnym koszty pozyskania uprawnień do emisji są o ok. połowę mniejsze.

Na gazie produkcja była większa. Za rok ubiegły 13924 TWh. Więcej o 15,09% niż w 2019 roku. Tendencja pozostanie rosnącą. Będzie jej więcej z kogeneracji energetyki ciepłej. Także coraz liczniejszych niewielkich źródeł przemysłowych. Elektrownie wiatrowe dały 14174 TWh, to zaledwie o 1,95% więcej niż przed rokiem. Inne źródła odnawialne dały do systemu około 2,20 TWh. To niewiele w wolumenie, ale prawie czterokrotnie więcej



Rys. 11.
Produkcja energii elektrycznej w Polsce, GWh za 2019 i 2020



Rys. 12.
Produkcja energii elektrycznej w Polsce w 2020 roku, GWh
Polska – elektrownie zawodowe ciepłne

niż w roku 2019. To generacja solarna. Tu bilansowana bez znaczącej co do liczby nowych przyłączy instalacji prosumenckich. Udział generacji ze źródeł odnawialnych dokładniej można będzie określić za jakiś czas. W zbiorze danych za cały rok będzie generacja mała i mikro. Dziś można jedynie stwierdzić, że nie sięgniemy założonego z zobowiązań unijnych 15% udziału generacji z OZE w produkcji energii elektrycznej na 2020 rok.

W sierpniu Komisja Europejska opublikowała raport na temat cen energii elektrycznej za I kwartał 2020 roku. W nim porównania cen detalicznych oraz hurtowych. Ale także zmian w zużyciu energii elektrycznej. W całej UE było ono niższe o 3% w porównaniu z analogicznym okresem sprzed roku. Polska należała do grupy krajów o najwyższym zmniejszeniu zużycia. W tym czasie i w tych samych porównaniach średnia cena energii dla odbiorcy końcowego na terenie UE wzrosła o 1,0%. W Polsce i na Litwie średnia cena energii dla gospodarstw domowych wzrosła najbardziej, bo o 14,0%. Najwyższe koszty energii

w I kwartale 2020 roku występowały tradycyjnie w Niemczech 297,5 euro/MWh i w Danii – 292,4 euro/MWh. To przyczynek, aby przypomnieć, iż są to kraje szczytujące się bardzo wysokim udziałem generacji odnawialnej. W odniesieniu do gospodarstw domowych w tym czasie energia kosztowała najmniej w Bułgarii 95,8 euro/MWh. Bułgaria opiera swoją energetykę na dwóch filarach – węgla i atomie. Tam z węgla powstaje połowa energii elektrycznej, a rozszczepienie atomu dostarcza jedną trzecią. Ale równocześnie 16% energii pochodzi ze źródeł odnawialnych. Ciekawy przykład do rozważań o naszej przyszłej strukturze paliwowej generacji energii elektrycznej! Z kolei w przypadku końcowej ceny energii dla przemysłu były one najwyższe według KE za pierwszy kwartał 2020 roku w Niemczech 163,6 euro/MWh i we Włoszech 160,9 euro/MWh. Najniższe koszty dla tej grupy odbiorców odnotowała KE w Szwecji (61,7 euro/MWh) i Danii. W tym czasie według tego samego źródła średnia cena dla przedsiębiorstw w Polsce wyniosła 92,5 euro/MWh.

Najwyższa średnia cena na rynku hurtowym została odnotowana kolejno w Grecji 50,4 euro/MWh, na Malcie 45,3 euro/MWh, w Bułgarii 41,6 euro/MWh oraz Rumunii 41 euro/MWh. Na Węgrzech 40,9 euro/MWh i w Polsce 40,6 euro/MWh.

Z kolei najniższa cena energii na rynku hurtowym została odnotowana przez KE w Norwegii 15,1 euro/MWh oraz w Szwecji 16,7 euro/MWh. Średnia hurtowa cena energii w Unii Europejskiej w pierwszym kwartale 2020 r. wyniosła 34 euro/MWh. W porównaniu z czwartym kwartałem 2019 roku KE podaje zmniejszenie o 24 procent.

Na rynku krajowym ceny energii elektrycznej z początku 2021 roku wzrosną. Różnie dla różnych grup odbiorców. Dla odbiorców domowych zwiększenie cen ma się zamknąć pomiędzy 9 a 10 procent w porównaniu z cenami z ubiegłego roku. Dla odbiorców przemysłowych będą większe. Jeśli bowiem ci pierwsi są chronieni decyzjami URE (ceny regulowane), to ci drudzy już nie.

Zapewne porównania zmian cen i ich wysokości za cały rok będą nieco później. Ale bez wątplenia warto już dziś wydobyc z nich to, co różnicuje energetykę w UE. I choć te różnice będą się w przyszłości zmniejszać, to pozostaną. Bo wynikają ze strategii gry na europejskim rynku energii. Część energetyk krajów Wspólnoty do tej gry przygotowywała się przez wiele lat. W konsekwentnej strategii nie tylko energetycznej. Gry, w której my jak dotąd nie potrafimy się znaleźć. Nie potrafimy także zbudować takiej spójnej strategii na lata przyszłe.

Przypomnę, że do 2030 roku znacząca część generacji energii elektrycznej w Polsce pozostanie z węgla brunatnego i kamiennego. Drogiej i coraz droższej z kosztów pozyskania uprawnień do emisji. Ale niezbędnej. Z przyczyn stanu naszej energetyki i dla ubezpieczenia rozwoju niestabilnej generacji z OZE. A potem, do 2040 roku też nie mało! Znajdujemy taką projekcję także w przyjętej 2 lutego *Polityce Energetycznej Polski do 2040 roku*. Równocześnie prowadzone są prace nad programem transformacji górnictwa. Czytaj, likwidacji do 2049 roku. Pod potężną presją oczekiwań górniczych związków zawodowych. Tu nie ma litości. Bez konkretnych zapisów będą tylko literaturą do poczytania. I niczym więcej!

I nie ma zmiłuj! Ta generacja będzie na wagę bezpieczeństwa energetycznego kraju!

Co zatem z duszącymi ją kosztami uprawnień?

Kto je poniesie?

Czy znajdziemy sposób na uwolnienie od nich niezbędnej generacji?

Jak zareagują akcjonariusze spółek energetycznych wobec ponoszonych strat na tej działalności?

Politykę Energetyczną Polski do 2040 roku mamy.

Napisaną tak, aby podać wyzwanie „jakim będzie zbudowanie nowego systemu energetycznego w najbliższych dwóch dekadach. To z jednej strony nadanie dynamiki dążeniu ku nisko – i zeroemisyjnej transformacji polskiej gospodarki, ale też konieczność zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego” – według ministra klimatu i środowiska Michała Kurtyki. W niej także „szereg zmian technologicznych, jakie zaszyły na przestrzeni ostatnich miesięcy oraz konsekwencji pandemii COVID-19. PEP2040 jest kompasem dla przedsiębiorców, samorządów i obywateli w zakresie transformacji polskiej gospodarki w kierunku niskoemisyjnym”. Cóż – wolałbym, aby była po prostu zapisem bliższym strategii bezpieczeństwa energetycznego Polski. Tak jak to stanowi Prawo Energetyczne.

Czekamy na upublicznienie jej pełnego zapisu. Bez znajomości szczegółów czytam ją bowiem jedynie jako zbiór przemysłów. Wartych zauważenia, bo z opisaniem celów pożądaných. Ale bez konkretów pozostają jednak raczej tylko literaturą. I to z pogranicza gatunku „chciałoby się”. Z tych zapisów nie urodzą się biznesowe zaangażowania kapitałowe dla jej realizacji. Bo to zupełnie „inna bajka”!

Przyjmijmy jednak, że to sukces przyjęcie PEP 2040. Po prawie dwunastu latach od poprzedniej. Przez część polityków określana jako dokument reprezentujący strategię UE, znaną pod nazwą Europejski Zielony Ład. Może to tak ma być, aby stanowiła szkielet naszej polityki klimatycznej, „przypasowanej” do unijnej. Po to, by ułożyć na nim w czasie najstosowniejszym niezbędną obudowę decyzji. Na miarę potrzeb bezpieczeństwa energetycznego kraju. W tym ogarnięcia skutków gospodarczych i kosztów społecznych.

A te, jak wielu szacuje, będą koszmarnie wysokie!



ZAPRASZAMY NA ICOLIM'2020 DO TURYN
21-23 września 2021
NOWY TERMIN!

ICOLIM2020
TURIN

www.icolim2020.org