

*Marek Pronobis
Sylwester Kalisz
Józef Wasylów
Jerzy Majcher
Jerzy Kwiatkowski
Józef Sołtys*

QUO VADIS ENERGETYKO?



SPIS TREŚCI

QUO VADIS ENERGETYKO?	1
JAK WYGLĄDAJĄ PERSPEKTYWY MOCY ZAINSTALOWANEJ POLSKIEJ ENERGETYKI? OTO FAKTY	2
CZY JEST ZATEM INNE WYJŚCIE?	4
CIEPŁOWNICTWO	9
GOSPODARSTWA INDYWIDUALNE	10
PODSUMOWANIE	11
LITERATURA	15
AUTORZY	16

QUO VADIS ENERGETYKO?

W ostatnich miesiącach rozwija się gorąca dyskusja na temat przyszłości i transformacji polskiej energetyki, a zwłaszcza nowych elektrowni potrzebnych do zastąpienia wycofywanych mocy, w zakresie produkcji energii elektrycznej jak i ciepła. Dyskusja taka ma nawet wymiar „Rządowy”, bo zgodnie z wymaganiami KE, organ odpowiedzialny za transformację branży energetycznej, opracowujący KPEiK (Krajowy Plan Energii i Klimatu), ma obowiązek przeprowadzić publiczną konsultację tego Planu Narodowego. Temat niezwykle ważny, zarówno z punktu widzenia społecznego jak i przyszłości polskiej gospodarki, jednak sprowadzony do trywialnej formy zbierania uwag do KPEiK w postaci urzędniczej tabelki formatu „Word”, takiej aby zgłaszający utrzymali porządek myślenia zgodny z założeniami MKiŚ. Temat jak wiadomo wrażliwy społecznie z bardzo wielu powodów, bo będzie oddziaływał na każdą dziedzinę życia gospodarczego i społecznego.

Szacuje się, że koszty energii wpływają na ok. 10 - 25 % kosztów produkcji przemysłowej. Zatem wysokie ceny energii, to mniejsza konkurencyjność gospodarki, a co za tym idzie, niższy poziom życia ludności, większe bezrobocie i w konsekwencji, mniejsze wpływy do budżetu Państwa. Nie jest tajemnicą, że rozkwit polskiej gospodarki w ostatnich dziesięcioleciach, to w dużej mierze zasługa niższych kosztów pracy i energii. Rosnące w ostatnim okresie ceny energii sprawiają, że nie tylko nie przybywa w Polsce nowych inwestycji, ale zaczyna się zamykanie dużych zakładów zagranicznych, bo inwestorzy po prostu przenoszą produkcję tam gdzie taniej.

W tym przypadku, sporządzający strategiczne plany rozwoju o jednoznacznie wysokich kosztach, pominęli jeden z najważniejszych społecznie wskaźników, jakim jest Energetyczny Współczynnik Wrażliwości Cenowej, który w Polsce (podobnie jak w krajach ostatniej dziesiątki dołączonej do „starej 15” UE) układa się na poziomie 18 - 22 %, podczas gdy w tych pierwszych krajach założycielskich wynosił od 8 % do 11 %. Oznacza to, że w RP na zmianę ceny energii o 1 % zareaguje popytowo nawet 22 % odbiorców. Faktu tego nie można pomijać, ignorując wrażliwość cenową, która będzie zmierzać do ubóstwa energetycznego przy rosnących cenach. Zatem społecznie, konieczna staje się najwyższa uwaga w zakresie decyzji o najniższych kosztach całkowitych wytwarzania energii, przekładających się na jej cenę końcową.

JAK WYGLĄDAJĄ PERSPEKTYWY MOCY ZAINSTALOWANEJ POLSKIEJ ENERGETYKI? OTO FAKTY:

1. Łączna moc nowych elektrowni potrzebnych do zastąpienia wycofywanych mocy bloków węglowych, przedstawia Tab. 1. Należy przy tym mieć na uwadze, że chodzi tu o moce w pełni dyspozycyjne, a więc elektrownie wyposażone w turbiny parowe i gazowe zasilające generatory synchroniczne. Dodatkowo dochodzą magazyny energii elektrycznej różnego typu. Natomiast same PV i FW mogą jedynie uzupełniać KSE [Krajowe Sieci Energetyczne] poprzez wytwarzanie energii w sprzyjających warunkach pogodowych oraz zasilanie magazynów. Ich obecność w KSE jest korzystna ze względu na okresową produkcję zielonej energii, ale nie chroni przed koniecznością wprowadzania przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne [PSE] kolejnych stopni zasilania, wynikających z nieuniknionego deficytu mocy dyspozycyjnej.

rok	2031	2032	2033	2034	2035	2040
GW	8	9,7	9,75	11,7	13,9	15,3

Tab. 1 Łączna moc w GW wycofywanych elektrowni węglowych w kolejnych latach

2. Źródła mocy OZE obecne i planowane
Łączna moc zainstalowana wszystkich źródeł energii elektrycznej w Polsce, do sierpnia 2024, wyniosła ok. 70 GW z czego 31,5 GW [ok. 45 %] stanowiły OZE [wiatr – FW i słońce - PV], czyli źródła zależne od warunków pogodowych.

Moce OZE zainstalowane, według danych z sierpnia 2024 r., wynosiły:

- elektrownie wodne – 981 MW,
- farmy wiatrowe FW – 9692 MW,
- elektrownie na biogaz – 307 MW,
- elektrownie na biomasę – 966 MW,
- fotowoltaika PV – 19561 MW

W tej strukturze widać zjawisko braku zrównoważonego rozwoju, ponieważ źródła niesterowalne [FW + PV] mają w sumie moc 29 253 MW i stanowią poważne zagrożenie stabilności pracy dla KSE.

Rok	2024	2034	2040
PV - moc zainstalowana	19561	36000	45000
PV z uwzględnieniem CF =11%	2152	3960	4950
Lądowe Farmy Wiatrowe LFW	9692	16900	19900
LFW z uwzględnieniem CF = 30 %	2908	5070	5970
Morskie Farmy Wiatrowe MFW	0	11900	17300
MFW z uwzględnieniem CF = 40 %	0	4760	6920
Atom	0	0	3760
Razem zainstalowane [PV+ FW + atom]	29253	64800	85960
Razem efektywne [z uwzgl. CF]	5060	13790	21600

Tab. 2 Planowana moc OZE [w MW] z uwzględnieniem współczynnika wykorzystania mocy CF [Capacity Factor]

Z porównania mocy wycofywanych z użytku [Tab. 1] i będących do dyspozycji [Tab.2] wynikałoby, że w sumie arytmetycznej nie powinno być problemu z bilansem mocy. Niestety, prawda jest inna, bo dyspozycyjne są jedynie moce instalacji węglowych, biomasowych (w tym biogazowych), wodnych i atomowych, co w rzeczywistości oznacza deficyty mocy w KSE i ograniczenia dostaw [stopnie zasilania PSE], a w konsekwencji wzrost cen energii [jako dobra brakującego].

Jak to wyraźnie pokazują doświadczenia krajów UE z naszej strefy geograficznej, moce zależne od warunków pogodowych (PV i FW) są nieprzewidywalne i okresy znacznego braku energii z wiatru i słońca [tzw. Dunkelflaute] mogą sięgać nawet do dwóch tygodni na miesiąc. Taki stan zaistniał w dn. 4 -14 listopada 2024r. w Niemczech, gdzie w tym czasie średni udział samych niesterowalnych źródeł (wiatrowych i słonecznych) w niemieckim miksie, spadł z 43% średniorocznie do zaledwie 15%, co zmusiło ten kraj do znacznego importu energii [głównie z atomu z Francji]. Czy w przyszłości lepiej się ratować importem energii, czy też może skupić się na jej magazynowaniu? Nie jest to dobre rozwiązanie, bo interwencyjny zakup energii zawsze wiąże się z wysokimi kosztami.

Niestety, zjawiska pogodowe w naszej strefie klimatycznej mają jednak to do siebie, że występują jednocześnie na znacznych obszarach wielu krajów, co wręcz uniemożliwia import energii od sąsiadów. Dodatkowym ograniczeniem jest niedobór lub brak zdolności przesyłowych, a jeszcze gorzej wygląda sytuacja z magazynowaniem tak dużych ilości ze względu na koszty. Każda jednostka energii zmagazynowanej charakteryzuje się ceną 3 - 4 krotnie wyższą od ceny tej wytworzonej i natychmiast skonsumowanej.

CZY JEST ZATEM INNE WYJŚCIE?

Takim wyjściem, istniejącym w naszym kraju, jest Rynek Mocy. System ten przewiduje „dyżurowanie” dyspozycyjnych mocy na wypadek braku energii w KSE ze źródeł niesterowalnych. W Polsce taką rezerwę mogą dzisiaj stanowić jedynie elektrownie gazowe na gaz ziemny [GZ], magazyny mocy lub elektrownie węglowe. Należy jednak odnotować, że pozostawianie w rezerwie źródeł energetyki konwencjonalnej, zwielokrotnia koszty stałe tych źródeł, co nieuchronnie prowadzi do wysokich cen energii.

Jeśli chodzi o dotychczasowe aukcje Rynku Mocy, dużą ich część wygrały magazyny energii elektrycznej. Pamiętać jednak należy, że tę energię „przechowują” one w postaci prądu stałego, konwertowanego na prąd zmienny zawsze ze stratami i bez wymaganej w KSE inercyjności, jaką dysponują masy wirujące generatorów synchronicznych w elektrowniach konwencjonalnych, co przekłada się na jakość energii elektrycznej. Trzeba przy tym podkreślić, że najbardziej efektywnym magazynem zielonej energii jest biomasa, przetworzona do formy nadającej się do spalania w kotłach energetycznych. Jej przewagą nad innymi formami magazynowania energii jest możliwość długookresowego przechowywania np. na zimę, kiedy energii z PV jest mało. Po spaleniu w kotłach elektrowni tej zmagazynowanej energii chemicznej, można łatwo i w dowolnej chwili uzyskać elektryczną o wysokich parametrach jakościowych.

Przy planowanych w Polsce mocach wytwórczych, trudno w ogóle mówić o możliwościach wyprodukowania na zapas ilości energii potrzebnej na pokrycie wielodniowego deficytu, a poza tym, magazyny bateryjne, stabilizujące system w ramach rytmu dobowego przez wiele kolejnych dni, wymagałyby olbrzymich nakładów finansowych, aby zapewniać stabilną pracę KSE w takich sytuacjach. Nawet zakładając spadek cen systemów magazynowania baterijnego do 50 USD za kWh, koszt budowy bateryjnych mocy zapasowych na tak długie okresy, sięgałby 200 - 250 mld USD = kosztowi budowy 3 elektrowni atomowych!!!

Problem jednak tkwi nie tylko w wielkości oferowanej mocy, ale także w czasie dostarczania energii. Wygrywające oferty, obejmują zwykle dostawy, najwyżej na czas 3 - 4 godzin, co przy dłuższej „Dunkelflaute” jest niewystarczające i prowadzić musiałoby nieuchronnie do blackoutu [rozległej awarii KSE na wiele godzin]. Należy zatem zauważyć, że użytkowanie tak dużych magazynów energii przez stosunkowo krótki czas w roku [mniej niż 500 h/rok], musiałoby wygenerować trudne do przewidzenia koszty pozyskiwania energii z tego źródła. O powadze tego problemu świadczyć może fakt, że w kładących duży nacisk na ten aspekt bilansu energetycznego Niemczech, bateryjne magazyny energii o pojemności 16 GWh mogłyby zapewnić zasilanie kraju tylko przez kwadrans, a elektrownie szczytowo-pompowe o pojemności 40 GWh – tylko przez ok. 40 min.

Opcja gazowa ma wiele korzyści, ale i wad, którymi są: niewiadoma cena i brak pewności dostaw, zwłaszcza w nieprzewidywalnym przez nas terminie. Tutaj należy pamiętać, że dostawy GZ w postaci skroplonej, oznaczają cenę nawet 25 razy wyższą od dostaw rurociągiem! Oczywiście, możliwe jest magazynowanie gazu, ale to również wiąże się z dodatkowymi wydatkami inwestycyjnymi. Teraz, to już nie tylko na elektrownie gazowe, ale także na same magazyny i całą infrastrukturę gazową, co spowodować musi wysoką cenę energii pozyskiwanej tą drogą, zwłaszcza że gaz jest również obciążony opłatami ETS. Jednak

najważniejszym zagrożeniem dla inwestycji w źródła na GZ jest przewidywane uwzględnienie w śladzie węglowym energii generowanej z tego paliwa [carbon footprint eCFP] jego ulotu [fugitive emissions] podczas wydobywania i transportu [2]. W wielu przypadkach powoduje to, że łączna emisja ekwiwalentna [w przeliczeniu na CO₂] jest podobna jak dla węgla brunatnego. Jeżeli zostanie to wprowadzone do legislacji UE [opłaty EU ETS], to opłacalność jednostek na GZ dramatycznie spadnie. O konieczności uwzględnienia tych faktów w UE mówi się coraz głośniej.

W polskich warunkach pozostaje zatem na dziś trzecie rozwiązanie, jakim jest dalsze korzystanie z istniejących już bloków węglowych. Problem polega jednak na tym, że w naszym rynku mocy, z systemu wsparcia korzystać mogą źródła energii emitujące maksymalnie 550 kg CO₂/MWh, gdy tymczasem nasze elektrownie węglowe mają ten wskaźnik w granicach 1000 kg CO₂/MWh, chyba, że emiter zasilany jest również źródłem o małym śladzie węglowym, np. kotłem na biomasę, co obniża proporcjonalnie eCFP. To jednak zdarza się rzadko.

Starsze elektrownie węglowe, dla których kończą się w przyszłym roku kontrakty mocowe, nie mogą już uczestniczyć w nowych aukcjach, ponieważ nie spełniają limitu emisji CO₂ poniżej 550 kg za MWh. Decyzją UE możliwe są jednak derogacje, czyli warunkowe wydłużanie czasu pracy tych elektrowni o trzy kolejne lata, czyli do 2028 r. Wprowadzenie limitu emisji CO₂ na rynku mocy, ograniczyło znacząco zakres podmiotów, które konkurują w ramach aukcji rynku mocy, co może prowadzić do braku pokrycia całego zapotrzebowania na moc, jakie jest niezbędne do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw. Aby rozwiązać ten problem, krajowy resort zaproponował wprowadzenie dodatkowej aukcji uzupełniającej, w której możliwy byłby udział jednostek wytwórczych emitujących powyżej 550 kg CO₂/MWh. Taką możliwość, w ograniczonym czasie i pod rygorystycznymi warunkami, umożliwia zmienione prawo UE.

Potrzeba dodatkowych aukcji wynika zaś z ostatniej oceny wystarczalności zasobów wytwórczych na lata 2025–2040. Według PSE, zakładane w scenariuszu bazowym transformacji energetycznej wyniki, istotnie odbiegają od celu, jakim jest spełnienie standardu bezpieczeństwa. Już w 2026 r. bez jakichkolwiek dodatkowych działań, niedobór może wynieść nawet 4,2 GW.

Nawet jeśli dodatkowo planowane aukcje, dopuszczają elektrownie z eCFP powyżej 550 kg CO₂/MWh, to liczyć się trzeba z wysoką ceną energii z tego źródła wynikającą z opłat ETS. Tak więc, będziemy mieli zapewnione dostawy samej energii, ale jej cena nie pozostanie bez wpływu na konkurencyjność gospodarki.

W tej sytuacji jedynym i rozsądnym rozwiązaniem może być tylko współspalanie biomasy, która w UE jest traktowana jako źródło zeroemisyjne. Taką drogą planują iść m.in. ENEA i Tauron. Spółki te planują współspalanie na blokach klasy 200 MW. Przy takim założeniu, ENEA zawarła już umowę na 1 GW dyspozycyjnej mocy z bloków 200 MW w Połańcu. Pozostaje jeszcze kwestia ceny tej energii, bo o ile przy współspalaniu jest spełniony warunek dopuszczalnej emisji CO₂, to na jej wpływ będzie miała cena i dostępność samej biomasy. Jak wiadomo, ilość dostępnej biomasy drzewnej [głównie leśnej] jest w Polsce ograniczona do 4 - 6 mln ton rocznie i ta ilość jest już praktycznie wykorzystywana prawie w całości przez elektroenergetykę i ciepłownictwo.

Do dyspozycji pozostaje zatem biomasa pochodzenia rolniczego, tzw. biomasa Agro. Może ona pochodzić z pozostałości w rolnictwie, ogrodnictwie i z przemysłu rolno-spożywczego. Jej dyspozycyjne zasoby obecnie są szacowane na 6 - 8 mln ton rocznie, jednak niestety jej stopień wykorzystania w energetyce i w ciepłownictwie jest minimalny [100 - 200 tys. ton rocznie]. Jest to kuriozalna sytuacja i przypadek trudny do wytłumaczenia, gdyż wszystkie kraje UE ten rodzaj paliwa OZE wykorzystują w maksymalnym stopniu. Na przykład, ośmiokrotnie od nas mniejsza Dania wykorzystuje rocznie do celów energetycznych ok 1,5 - 2 mln ton samej słomy rocznie, mając jedne z najniższych cen energii w UE.

Przed dalszymi rozważaniami trzeba wyraźnie podkreślić, że **tania energia z bloków spalających lub współspalających biomasę, może być dostępna jedynie pod warunkiem zapewnienia energetyce dużych ilości taniej biomasy, zwłaszcza biomasy Agro.**

A ile powinno jej być, aby zabezpieczyć potrzeby energetyczne kraju na najbliższe kilkanaście lat?

Przyjmijmy następujące założenia:

- | | |
|--|---|
| • wartość opałowa węgla | $NCV_w = 20 \text{ MJ/kg}$ |
| • wartość opałowa peletu z biomasy Agro | $NCV_{Bio} = 15 \text{ MJ/kg (typowa)}$ |
| • wielkość emisji bloku węglowego | $e_{CFP WK} = 1040 \text{ g/kWh [2]},$ |
| • pożądana wielkość maksymalna emisji CO_2 | $e_{CFP} = 550 \text{ g } CO_2 / kWh$ |
| • wymagany energetyczny udział biomasy | $u_{Bio} = 50 \% [2]$ |
| • sprawność bloku netto | $\eta_{net} = 35 \%$ |
| • roczny czas wykorzystania mocy maksymalnej | $\tau_a - 4000 \text{ h/rok.}$ |

Dla wyżej przyjętych założeń potrzebne źródła energii są następujące:

- | | |
|-----------------------------------|------------------------------------|
| • roczne zapotrzebowanie węgla | $m_w = 190\,000 \text{ t/rok}$ |
| • roczne zapotrzebowanie biomasy: | $m_{Bio} = 264\,000 \text{ t/rok}$ |

Blok wytwarza rocznie 0,8 TWh energii elektrycznej. Przyjmując, że taki sposób pracy będzie stosowany dla 20 bloków energetycznych o mocy 200 MWe, to potrzebne będzie 5 280 000 t/rok biomasy. Jednocześnie bloki te wytworzą ok. 16 TWh energii elektrycznej przy spełnieniu wymagania emisyjnego dla rynku mocy. Oczywiście, ich eksploatacja przez 8000 godzin w roku zapewniłaby ok. 32 TWh.

KPEiK przewiduje, że w 2030 r. produkcja energii elektrycznej wyniesie ok. 196 TWh. Wspomniane 20 bloków energetycznych, mogłoby wówczas wytwarzać ok. 8% mocy w KSE [a przy eksploatacji 8000 h w roku - 32 TWh, czyli 16%]. Jednocześnie byłoby to istotne wsparcie systemu pod względem stabilizacji parametrów prądu.

Bloki te mogłyby stopniowo być modernizowane na spalanie wyłącznie biomasy [jak to już ma miejsce w Elektrowni Połaniec, na jednym z największy bloków biomasowych na świecie], co obniżyłoby o kolejne 50% koszty EU ETS, natomiast zapotrzebowanie na to paliwo wzrosłoby do ok. 10,5 mln t/rok.

Warto zauważyć, że taki stan pozwoliłby wykorzystać istniejący potencjał przemysłu węglowego i równocześnie stworzyłby silny impuls dla rozwoju rolnictwa i przemysłu maszynowego.

Powyższe wyliczenia obejmują tylko współspalanie biomasy w zakresie zapewnienia dostaw energii elektrycznej, natomiast dalsze spalanie lub współspalanie biomasy może być prowadzone w ciepłowniach i elektrociepłowniach. Powyższe rozważania dotyczą zarówno budowy nowych bloków biomasowych jak i modernizacji już istniejących węglowych. Warto podkreślić, że w pierwszym rzędzie należy brać pod uwagę modernizacje, bo skoro np. przystosowanie bloku 200 MW do spalania biomasy, to koszt ok. 100 mln zł, podczas gdy budowa nowego bloku tej wielkości, to koszt rzędu 1,5 mld zł.

Można postawić pytanie, jaki potencjał ma Polska w biomase stałej przeznaczonej tylko do spalania w energetyce? Jeśli weźmie się pod uwagę to co jest aktualnie spalane, to co jest do dyspozycji i co się marnuje oraz to co można uzyskać z upraw roślin energetycznych, to można mówić o ok. 30 - 35 mln ton rocznie, czyli o wartości energetycznej odnoszącej się do ciepła spalania 450- 525 PJ. Wartości te wynikają z analizy różnych opracowań naukowych i danych statystycznych. Tu jednak należy zachować daleko idącą ostrożność, bo na przykład według danych Eurostatu opierających się na oficjalnych sprawozdaniach Polski, zużycie biomasy do celów energetycznych [głównie drewna] w roku 2022 miało wynieść 366,1PJ [wiatr - 71,2PJ, słońce - 33,7PJ]. Oznaczałoby to, że w tym czasie spalono ok. 36 mln ton zrębki lub ponad 24 mln ton peletu o wartości opałowej ok. 15 MJ/kg. Jednak już według raportów, które muszą być ściśle dokumentowane, z biomasy wyprodukowano [spalanie i współspalanie] 6,6TWh energii elektrycznej, co przy sprawności 35% odpowiada ok. 68PJ [czyli ok. 4,5 mln ton biomasy o wartości opałowej ok. 15 MJ/kg].

Powstaje zatem pytanie: **na jakie rzekome cele zużyto brakujące 300 PJ?!** Gdyby to było prawdą, to w Polsce powinno się zużyć na cele energetyczne: całe pozyskane drewno z Lasów Państwowych i prywatnych oraz dodatkowo całą dostępną biomasę Agrol! Wydaje się, że wiele decyzji w sprawach transformacji energetycznej opiera się na takich przypadkowych statystykach, co grozić może naszemu krajowi olbrzymimi karami, gdy UE zechce to zweryfikować.

Zakładając potencjalne zużycie na cele energetyczne tylko 30 mln ton biomasy stałej możliwej do uzyskania rocznie, współspalanej z węglem kamiennym, to można uzyskać rocznie ok. 340TWh energii elektrycznej i cieplnej. Tu należy zauważyć, że moc elektrowni węglowych w 2023r. wynosiła ok. 22GW i wyprodukowały one w sumie 65,9TWh energii elektrycznej przy współczynniku wykorzystania mocy zainstalowanej CF ok. 34% [5]. Oczywiście przyczyną tak niskiego wykorzystania mocy była wysoka cena energii z węgla z powodu opłat ETS. Zastosowanie współspalania w szerokiej skali z zachowaniem wskaźnika emisji eCFP = 550 kg CO₂/MWh umożliwiłoby dalsze funkcjonowanie bloków węglowych na rynku mocy i spowodowało znaczne obniżenie opłat ETS, a tym samym obniżenie cen energii elektrycznej i ciepła. Obniżając emisję CO₂ z 1040 do 550 kg/MWh uzyskuje się redukcję emisji o 490 kg/kWh, co przy

planowanej na najbliższe lata cenie ETS w wysokości 100 EURO/t i oznacza redukcję ceny energii elektrycznej o ok. 205 zł/MWh, co przy aktualnej cenie energii elektrycznej oznacza redukcję ceny o ok. 40 % [7]!

Przy właściwej polityce państwa wspierającej produkcję i przetwarzanie biomasy Agro, możliwe będzie coraz szersze przechodzenie bloków spalających węgiel na biomasę, co nie tylko radykalnie zmniejszy koszty generowanej energii, ale podwyższy CF elektrowni, ponieważ nie będzie potrzeby wymuszanego obecnie zaniżania ich mocy. Dawne elektrownie węglowe staną się źródłami OZE o wysokiej dyspozycyjności, a także magazynami zielonej energii w postaci składowisk biomasy.

CIEPŁOWNICTWO

Polska ma drugi, po Niemczech, największy rynek ciepła systemowego w Europie. Krajowe sieci ciepłownicze liczą ok. 21,7 tys. km długości i jest do nich przyłączonych ponad 40 proc. spośród 13,5 mln gospodarstw domowych. To jeden z najwyższych wskaźników w UE. Łącznie w polskich systemach ciepłowniczych zainstalowanych jest 53,5 GW i żaden inny kraj Unii nie dysponuje taką mocą wytwórczą [3].

Chyba najbardziej w Europie, Polska produkcja ciepła jest uzależniona od węgla. Ciepłownie systemowe spalają co roku ok. 14,5 mln t tego surowca i żeby wyprodukować jeden teradżul ciepła, muszą wyemitować 96,5t CO₂. Udział węgla w produkcji ciepła wynosi w Polsce ok. 79% (w porównaniu z unijną średnią na poziomie 23%), podczas gdy udział OZE w polskim ciepłownictwie to tylko niecałe 15%. Zastąpienie tej ilości węgla np. biomasą, wymagałoby zapotrzebowania na ten surowiec w ilości ok. 21 mln ton rocznie!

Dużym obciążeniem dla odbiorców ciepła są opłaty ETS. W tej sytuacji, jedynym rozsądnym wyjściem powinno być przestawienie się ciepłowni na biomasę i wykorzystywanie ciepła z kogeneracji. W ostatnich latach, głównie dzięki wysiłkom samorządów, uruchomiono w kraju kilka ciepłowni na biomasę [Sanok - 7MW, Brzeg – 6MW, Suwałki - 7,3MW, Radomsko - 12,5MW]. Koszt 1 budowy zawierał się zwykle w granicach 3,3 - 4,5 mln zł/MW. Zakłady te opierają się głównie na lokalnej biomasie drzewnej. Efekty są takie jak np. w Ostródzie, gdzie zainstalowanie kotła biomasowego z ekonomizerem o mocy 4MW spowodowało redukcję CO₂ i CCW o 13,5%, kiedy ceny tych mediów wszędzie rosną. Takich zakładów jest już kilkadziesiąt. Brak zapewnienia stabilnych dostaw taniej biomasy jest tu głównym hamulcem rozwoju tego taniego i opartego na lokalnych dostawach biomasy źródła ciepła.

GOSPODARSTWA INDYWIDUALNE

W Polsce istnieje potrzeba wymiany ponad 2 mln tzw. „kopciuchów” użytkowanych w gospodarstwach indywidualnych, spalających węgiel i często różne odpady, emitujących duże ilości pyłu i szkodliwych związków, charakteryzujących się także niską sprawnością. Tym użytkownikom w ostatnich latach proponowano pompy ciepła, instalacje PV z magazynami energii lub bez, a także kotły na biomasę drzewną.

Mimo dużych zachęt finansowych dla pomp ciepła, PV, magazynów ciepła i energii elektrycznej, obserwacje z ostatnich lat wskazują, że odbiorcy energii uznali za najbardziej opłacalne - kotły na biomasę. Ostatnie dane z września 2024 r. pokazują, że aż 51% wszystkich złożonych wniosków o dotację dotyczyło właśnie takich kotłów. Na drugim miejscu są kotły gazowe kondensacyjne, a dopiero na trzecim pompy ciepła.

Zakładając, że ta tendencja się utrzyma, można przypuszczać, że w najbliższych latach zapotrzebowanie na kotły biomasowe wynieść może ok. jednego miliona. Ponieważ dotychczasowi użytkownicy używali rocznie ok. 3 ton węgla, zatem aby zrównoważyć tę ilość potrzebne będzie globalnie ok. 5 milionów ton biomasy w postaci peletu lub brykietu. Oczywiście takiej ilości peletu drzewnego w kraju się nie znajdzie, a import zawsze będzie stał pod znakiem zapytania pod względem wielkości, pewności dostaw oraz ceny.

W przypadku kotłów na biomasę istnieje jednak poważny problem w postaci praktycznego, administracyjnego zakazu stosowania peletu z biomasy Agro, jak i pieców przystosowanych do jego spalania. Z nieznanych powodów, Ministerstwo Klimatu odmawia wpisania peletu Agro i kotłów do jego spalania na listę ZUM, uprawniającą do uzyskania wsparcia finansowego wymiany kotłów.

W naszym kraju mamy producentów kotłów na biomasę Agro spełniających wszelkie wymogi emisyjne Ecodesign klasy 5 i odznaczające się sprawnością cieplną ponad 90%. Są one fabrycznie wyposażone w elektrofiltry, cechują się wysokim poziomem niezawodności i są niemal bezobsługowe.

W kraju mamy także producentów peletu i brykietu z biomasy Agro z dodatkami mineralnymi sprawiającymi, że spala się on w sposób podobny do biomasy drzewnej. Pelet ten spełnia wymagania normy PN-EN-17225-6 i PN-EN 303-5 i może być certyfikowany w sposób podobny do peletu drzewnego.

Trzeba jednak zauważyć, że także w przypadku peletu drzewnego, Ministerstwo Klimatu przygotowuje zarządzenie dotyczące dopuszczalnych jego parametrów. Otóż zarządzenie to przewiduje dopuszczenie do obrotu tylko peletu spełniającego warunki normy PN-EN 17225 -1 klasy A1, podczas gdy w Europie dopuszczane są także klasy A2 i A3. Takie podejście, nie jest niczym uzasadnione i chyba urzędnicy z Ministerstwa nie rozumieją, że z punktu widzenia spalania biomasy ważne jest zachowanie parametrów emisyjnych, a nie sam skład biomasy? Proponowane warunki spowodują niepotrzebne ograniczenia skutkujące wysokimi cenami tego paliwa i koniecznością importu z krajów UE, gdzie dopuszczone są klasy A2 i A3, podczas gdy, to samo mamy na miejscu!?

PODSUMOWANIE

Biomasa w energetyce UE-27, w ostatnich latach, była źródłem ok. 60 % energii ze źródeł odnawialnych, z czego biomasa stała stanowiła ok. 70 % [ok. 104Mt]. Gdyby przeliczyć to na pelety o wartości opałowej 15 MJ/kg, to oznaczałoby ok. 290 mln ton tego paliwa. Można stwierdzić, że **każdy kraj w Europie wykorzystuje to OZE rodzimego pochodzenia i to w maksymalnym stopniu, zapewniając sobie stabilność dostaw oraz niskie ceny energii elektrycznej i ciepła. Z niewytłumaczalnych powodów nie dotyczy to Polski, gdzie marnuje się już istniejące zasoby biomasy Agro, których ilość szacowana jest na 6-8 mln ton rocznie.** Nie wykorzystuje się także istniejącego potencjału upraw roślin energetycznych, szacowanego na 15-25 mln ton biomasy rocznie, którą można pozyskać zgodnie z Dyrektywami i innymi aktami legislacyjnymi UE. **W sumie, z tym co jest i co jest możliwe do uzyskania, można mówić o ok. 30 mln ton biomasy rocznie o wartości energetycznej 450-500 PJ rocznie.**

Zgodnie z wyżej przedstawionymi wyliczeniami, polska elektroenergetyka może zużyć rocznie ok. 40 mln ton biomasy rocznie, ale niestety, wyprodukowanie takiej ilości przekracza dziś możliwości polskiego rolnictwa i leśnictwa. Biomasowy potencjał naszego kraju odpowiada równowartości ok. 20 mln ton węgla. Gdyby zastąpić ten węgiel biomasą, to w następnych latach można by osiągnąć oszczędności w opłatach ETS w wysokości ok. 18-20 mld zł/rok (licząc ok. 100 EUR/t CO₂).

Przebudowa jedynie 20 bloków energetycznych o mocy ok. 200 MWe opalanych węglem na współpalanie, a z czasem na wyłączne spalanie biomasy, pozwoliłaby wytwarzać w roku 2030 ok. 8 % mocy w KSE, co byłoby istotnym wsparciem systemu pod względem stabilizacji parametrów prądu.

Przy właściwej polityce państwa wspierającej produkcję i przetwarzanie biomasy Agro, możliwe będzie coraz szersze przechodzenie bloków spalających węgiel na biomasę, co nie tylko radykalnie zmniejszy koszty generowanej energii, ale podwyższy stopień wykorzystania mocy zainstalowanych elektrowni, ponieważ nie będzie potrzeby zaniżania ich mocy. Dawne elektrownie węglowe staną się źródłami OZE o wysokiej dyspozycyjności, a także długotrwałymi magazynami zielonej energii w postaci składowisk biomasy.

Polska ma realne szanse na realizację tych celów, co potwierdzają dane sprzed kilkunastu lat, kiedy to w czasie 2-3 lat przy korzystnej polityce udało się zwiększyć produkcję energii elektrycznej z biomasy stałej w latach 2012-2015 do poziomu ok. 9,5 TWh, podczas gdy w ub. roku wszystkie źródła biomasowe dostarczyły tylko ok. 4,8 TWh [ok. 2,8%].

Wzrost roli biomasy w elektroenergetyce i ciepłownictwie można osiągnąć w relatywnie krótkim czasie 3 - 4 lat i to przy najniższych nakładach na 1 MW [3-5 mln zł/MW], wykorzystując całkowicie krajowy potencjał rolnictwa i przemysłu. Należy zauważyć, że zarówno bloki biomasowe jak i przystosowane do współpalania, mogą wykorzystać istniejącą infrastrukturę techniczną oraz linie przesyłu energii elektrycznej i ciepła. Nie bez znaczenia jest też istniejąca i doświadczona kadra.

Należy również zwrócić uwagę na to, że współspalanie węgla z biomasą w energetyce zmniejszyłoby nacisk na likwidację górnictwa. W kotłach opalanych węglem wystarczy bowiem częściowe współspalanie biomasy o $eCFP = 0$, aby uzyskać $550 \text{ kg CO}_2/\text{MWhe}$. Natomiast przejście z węgla na GZ wymaga dla uzyskania $eCFP < 550 \text{ kg CO}_2/\text{MWhe}$ zastąpienia węgla gazem w 100 %, co eliminuje węgiel, a wymagany $eCFP$ jest tylko formalnie spełniony - przy pominięciu pośredniej emisji metanu podczas wydobywania i transportu.

Biomasa energetyczna to nie tylko oszczędność miliardów Euro na import GZ, ale także duży impuls rozwojowy polskiego rolnictwa i przemysłu.

Powstaje zatem pytanie, dlaczego zauważalne ostatnio w tym zakresie zmiany, mają charakter całkowicie oddolny (inicjatywy spółek energetycznych i gospodarstw indywidualnych), przy całkowitej obojętności, a często nawet wrogich działaniach organów Państwa? Przykładem tego jest m.in. reakcja na list otwarty do premiera D. Tuska opublikowany na łamach „Biomasy” w maju 2023r. na który otrzymano zdawkową odpowiedź z Ministerstwa Klimatu, że przecież wszystko jest w najlepszym porządku!

Należy tu podkreślić, że zmiana stosunku do biomasy energetycznej, to nie jest kwestia pieniędzy. Na to powinny być już dawno przeznaczone m.in. środki ze sprzedaży uprawnień ETS, za które w latach 2013-2023 otrzymano blisko 94 mld zł, z czego na cel redukcji emisji gazów cieplarnianych przeznaczono tylko 1.3 %, a w tym tylko z tego źródła otrzymamy ok. 23 mld zł.

Polska ma wszelkie warunki, aby biomasa Agro w okresie kilku lat stała się jednym z filarów transformacji energetycznej i spowodowała szybkie wypełnienie przez nasz kraj wymogów dotyczących redukcji emisji CO_2 , z korzyścią dla ekologii i całej gospodarki. Za takim rozwiązaniem przemawiają następujące argumenty:

1. potencjał pozyskania biomasy w ilości 30-40 % energii pierwotnej w okresie 3-5 lat,
2. potencjał krajowego przemysłu w zakresie produkcji maszyn do upraw roślin energetycznych i ich przetwarzania na pelety i brykiety spełniające wymogi norm PN-EN 17225-6 i PN-EN 303-5,
3. potencjał krajowego przemysłu w zakresie produkcji kotłów o mocy od kilkunastu kW do kilkudziesięciu MW przystosowanych do spalania biomasy Agro,
4. istniejąca infrastruktura techniczna w elektrociepłowniach, gdzie można wprowadzić zmianę polegającą tylko na modernizacji lub zastąpieniu istniejących kotłów,
5. niska cena wyprodukowanej w kogeneracji energii elektrycznej i ciepła w porównaniu z innymi źródłami OZE, wymagającymi dużych nakładów inwestycyjnych, magazynów energii i ciepła, nowych sieci przesyłowych,
6. oparcie znaczącej części transformacji na krajowej biomasie Agro, podczas gdy inne OZE, w przeważającej części, opierają się na dostawach inwestycyjnych z zagranicy i właścicielach dużych farm wiatrowych i PV [w przeważającej części są to podmioty zagraniczne i to do nich przez kilkanaście lat będą należeć gwarantowane przez państwo zyski],

7. wysoki stopień dyspozycyjności dostaw energii elektrycznej i ciepła oraz redukcja zależności od importu energii opartej na nieprzewidywalnych, niegwarantowanych dostawach spotowych, z nieprzewidywalnymi cenami.

Wykorzystanie ww. zalet transformacji opartej na krajowej biomase Agro wymaga jednak podjęcia pilnych kroków organizacyjnych polegających na następujących działaniach:

1. **zbilansowanie terenów upraw roślin energetycznych zgodnie z RED II i RED III (w ostatnich pięciu latach nie zrobiono w tym kierunku niczego, mimo, że organy administracyjne państwa posiadają w tym kierunku pełną wiedzę!);**
2. **wsparcie zakładania upraw plantacji energetycznych, podobnie jak to obecnie istnieje w zakresie gospodarki leśnej,**
3. **wprowadzenie 15-letnich umów na dostawy biomasy energetycznej dla energetyki ze stabilnymi warunkami odbioru i ceny (w tym przypadku należałoby powiązać dostawy biomasy z gwarantowanymi dostawami energii elektrycznej i ciepła, analogicznie do warunków dla farm PV i FW),**
4. **uproszczenie procedur rozliczania biomasy w energetyce (np. likwidacja obowiązku rozliczania wagowego biomasy Agro, a rozliczanie jej w zależności od wartości opałowej),**
5. **wprowadzenie przepisów umożliwiających zastosowanie popiołu z biomasy do celów nawozowych (w tym także plantacji energetycznych), podobnie jak to obecnie ma miejsce z pofermentem z biogazowni).**

Wszystkie te działania wymagają przede wszystkim prac legislacyjnych, w których powinny wziąć udział odpowiednie ministerstwa, agendy i organizacje rządowe. Ich opracowanie i wdrożenie to kwestia zaledwie kilku miesięcy i dobrej woli rządzących. Niestety, tej ostatniej, jak to pokazuje doświadczenie jest po prostu nadal brak.

W związku z powyższym chcielibyśmy nowemu Rządowi RP zadać kilka pytań, na które sami nie możemy znaleźć zadowalających odpowiedzi:

1. **Dlaczego przy istniejących środkach finansowych na transformację energetyczną z KPO i sprzedaży uprawnień ETS, całkowicie pomija się w systemach wsparcia biomase Agro pod względem zakładania upraw roślin energetycznych, przetwarzania i stosowania biomasy w energetyce (w tym też już istniejącej i marnowanej co roku) i nie traktuje się tego rodzimego OZE w sposób równorzędny z innymi OZE, na które od lat wydaje się już miliardy zł???**
2. **Dlaczego przy wzrostach deklarowanych przez spółki energetyczne i odbiorców indywidualnych na wykorzystanie biomasy do celów energetycznych, nie podejmuje się działań, aby zapewnić im odpowiednie ilości tego surowca ? (brak takich działań z pewnością doprowadzi do jej niedoboru na rynku i wzrostu cen zakupu tego surowca, a w efekcie wzrost cen energii)**
3. **Dlaczego dopuszcza się co roku do marnowania biomasy Agro jako źródła energii OZE, podczas gdy wydaje się co roku ogromne środki na import innych nośników energii (tylko w 2023 r. wyniosły one aż 138 mld zł, podczas gdy za równoważnik 10 mln ton biomasy w gazie należałoby zapłacić ok. 9 mld zł!)?**

Należy jeszcze zauważyć, że pieniądze za gaz popłyną do zagranicznych dostawców, a za biomasę pozostałyby w całości w kraju. Ponadto z biomasy pozostałby jeszcze do zagospodarowania popiół do celów nawozowych lub budowlanych, spełniając warunki gospodarki o obiegu zamkniętym.

4. **Dlaczego wbrew regulacjom prawnym UE nie wpisuje się na listę ZUM urządzeń spełniających wymagane warunki techniczne Ecodesign i klasy 5, co uniemożliwia pozyskanie wsparcia finansowego ich użytkownikom?**
5. **Dlaczego Polska nie spełniła dotąd warunków RED II dotyczących zakładania upraw roślin energetycznych?**
6. **Kiedy dojdzie do uproszczenia procedur rozliczania i stosowania biomasy Agro w energetyce ?**
7. **Dlaczego w procesie transformacji energetycznej pomija się potencjał polskiego rolnictwa i przemysłu maszynowego jaki stwarza energetyczna biomasa Agro, a mocno wspiera się OZE zależne w dużym stopniu od kapitału zagranicznego ?**
8. **Kto dzisiaj w polskim Rządzie, tak naprawdę, odpowiada za energetykę? (jak pamiętamy, zakres działań poprzedniego Ministerstwa Energetyki był podzielony pomiędzy aż 6 resortów, które według dostępnych informacji, w ogóle ze sobą nie współpracowały w tym temacie.**
9. **Mamy nadzieję, że nasz nowy/młody jeszcze Rząd, pochyli się nad poruszonymi powyżej, poważnymi, wręcz strategicznymi zagadnieniami, udzieli odpowiedzi na zadane pytania, a przede wszystkim podejmie stosowne decyzje w tak kluczowych dla gospodarki i obywateli Polski tematach.**

Jako Zespół opracowujący powyższy materiał, wyrażamy gotowość do dalszych wyjaśnień i świadczenia usług eksperckich w branży energetycznej, o ile zajdzie taka potrzeba.

LITERATURA

- [1] <https://www.rynekelektryczny.pl/moc-zainstalowana-oze-w-polsce/>
- [2] Pronobis M., *Kierunki modernizacji kotłów pyłowych w krajowym systemie energetycznym*. Energetyka 3/2024, 93-101, ISSN 0013-7294.
- [3] <https://wysokienapiecie.pl/76933-modernizacja-elektrowni-weglowych-lezy-odlogiem/>
- [4] <https://www.portalsamorzadowy.pl/gospodarka-komunalna/to-moze-byc-energetyczny-hit-wyniki-badan-sa-rewelacyjne,585477.html>
- [5] Transformacja energetyczna w Polsce, Edycja 2024. www.forum-energii.eu
- [6] <https://ecoekonomia.pl/2023/05/03/polskie-cieplownictwo-53-gw-mocy-i-ponad-27-tys-km-dlugosci/>
- [7] Kurier TGE z dn. 3.01.2025r.

AUTORZY

Marek Pronobis	– Politechnika Śląska, Gliwice	[e-mail: marek.pronobis@polsl.pl]
Sylwester Kalisz	– Politechnika Śląska, Gliwice	[e-mail: sylwester.kalisz@polsl.pl]
Józef Wasylów	– Biuro Techniki Kotłowej, Tarnowskie Góry,	[e-mail: biuro@btk.info.pl]
Jerzy Majcher	– MJ Doradztwo Energetyczne, Nowa Iwiczna	[e-mail: jermajcher@wp.pl]
Jerzy Kwiatkowski	– Polska Federacja Ziemniaka, Warszawa,	[e-mail: jerzy.kwiatkowski@o2.pl]
Józef Sołtys	– PTH Intermark , Gliwice	[e-mail: js@intermark.pl]