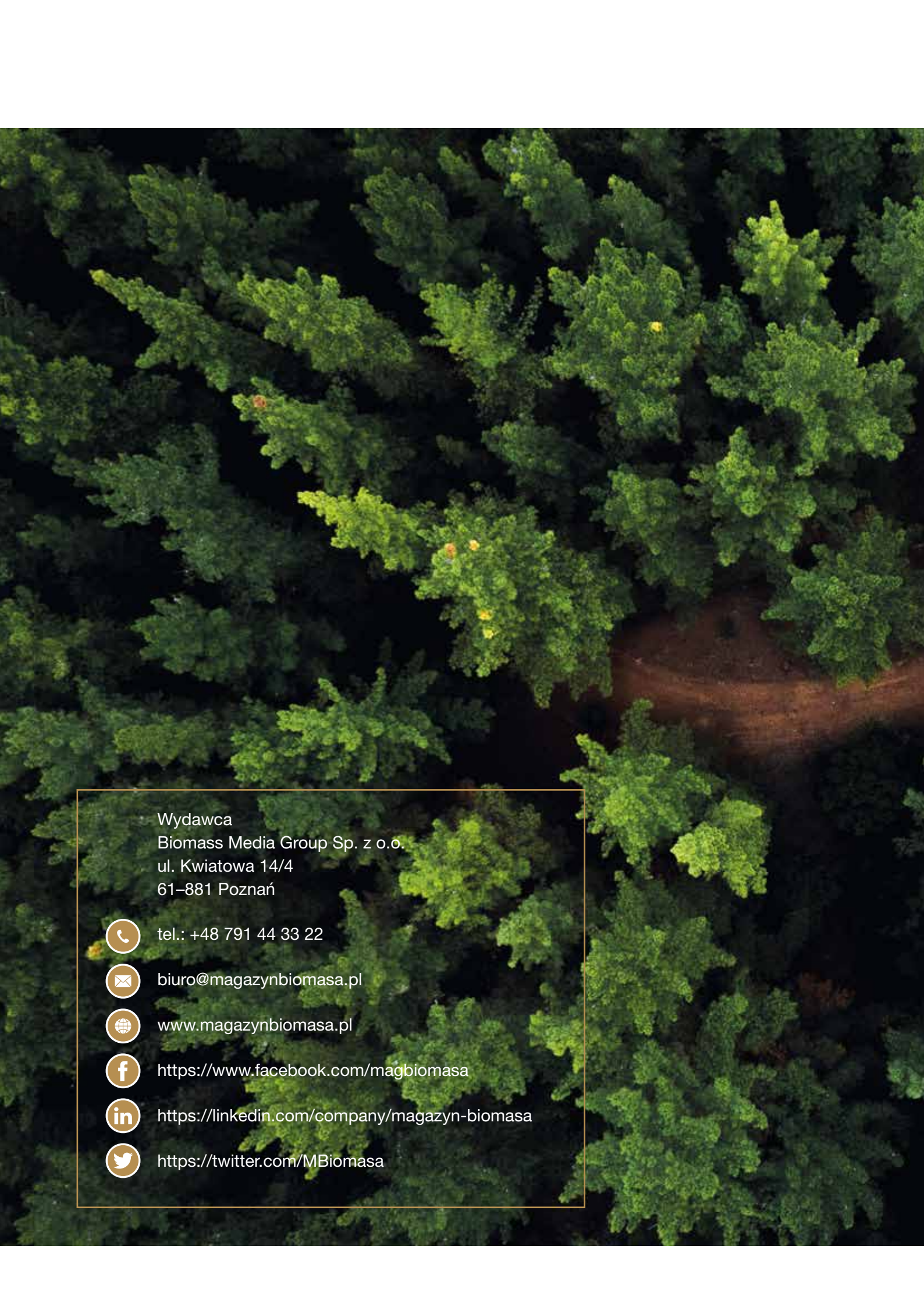


A close-up photograph of a large pile of light brown wood chips. The chips are in sharp focus in the foreground, while the background is blurred, showing more chips falling or being scattered. The overall scene is bright and airy.

Raport Biomasa w Polsce

2022/2023

biomasa
/ magazyn dla profesjonalistów
/ magazynbiomasa.pl



Wydawca
Biomass Media Group Sp. z o.o.
ul. Kwiatowa 14/4
61-881 Poznań



tel.: +48 791 44 33 22



biuro@magazynbiomasa.pl



www.magazynbiomasa.pl



<https://www.facebook.com/magbiomasa>



<https://linkedin.com/company/magazyn-biomasa>



<https://twitter.com/MBiomasa>

ZESPÓŁ AUTORSKI:

- Łukasz Ściubak, Polmos Żyrardów Sp. z o.o., Destylarnia Belvedere
- Prof. Roland Irslinger, Wyższa Szkoła Leśnictwa w Rottenburgu
- Paweł Jamrożek, Doradca/Audytor Inwestycyjny
- Anna Litwinowicz-Krakus, Główny specjalista ds. Regulacji, Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o.
- Bogusław Regulski, Wiceprezes Zarządu, Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie
- Tomasz Majerowski, Dyrekcja Generalna Lasów Państwowych
- Stefan Traczyk, Prezes Zarządu Stowarzyszenia Leśników i Właścicieli Lasów
- Marek Pronobis, Politechnika Śląska
- Sylwester Kalisz, Politechnika Śląska
- Jerzy Majcher, MJ Doradztwo Energetyczne
- Józef Wasylów, Biuro Techniki Kotłowej –Tarnowskie Góry
- Józef Sołtys, PTH Intermark

Patronat honorowy:**Patronat medialny:**

Data publikacji: styczeń 2023

Zdjęcia: Shutterstock, Inc.; za wyj. s. 41 i 43 Polmos Żyrardów Sp. z o.o.; 47, 48, 49 Tomasz Majerowski, DG LP; s. 76 – BMG

DEFINICJA BIOMASY

Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii z późn. zmianami:

Biomasa – ulegającą biodegradacji część produktów, odpadów lub pozostałości pochodzenia biologicznego z rolnictwa, w tym substancje roślinne i zwierzęce, leśnictwa i związanych działów przemysłu, w tym rybostwa i akwakultury, przetworzoną biomasę, w szczególności w postaci brykietu, pelletu, toryfikatu i biowęgla, a także ulegającą biodegradacji część odpadów przemysłowych lub komunalnych pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, w tym odpadów z instalacji do przetwarzania odpadów oraz odpadów z uzdatniania wody i oczyszczania ścieków, w szczególności osadów ściekowych, zgodnie z przepisami o odpadach w zakresie kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów.

Biomasa pochodzenia rolniczego – biomasa pochodząca z upraw energetycznych, a także odpady lub pozostałości z produkcji rolnej oraz przemysłu przetwarzającego jej produkty.

Biomasa sama się obroni. Trzeba w końcu dać jej szansę

Od prawie 10 lat staram się wspierać polską biomasę i budować wokół niej silną, skonolidowaną i prężnie działającą branżę. W tym czasie na rynku pojawiło się kilkaset tysięcy egzemplarzy „Magazynu Biomasa”, na łamach którego opisywaliśmy i wciąż opisujemy rozmaite aspekty funkcjonowania rynku biomasowego. Działalność „Magazynu Biomasa” to również tysiące artykułów na portalu magazyn-biomasa.pl, które przez ostatnie kilka lat przeczytały miliony osób! Mimo wykonania tak potężnej pracy w zakresie edukacji, biomasa wciąż nie zajęła należnego miejsca w polskim miksie energetycznym. Nie zajęła – mimo że powinna. Dlaczego?

Raport „Biomasa w Polsce” to niejako zbiór odpowiedzi na to pytanie. Publikacja jest pierwszą w Polsce próbą kompleksowego i przekrojowego pokazania biomasy jako odnawialnego, krajowego i stabilnego źródła energii. Choć biomasa w energetyce i ciepłownictwie wciąż nie jest wykorzystywana w odpowiednim zakresie, to właśnie ona powinna stanowić fundament polskiej transformacji energetycznej.

Według wyliczeń fachowców obecnie w Polsce marnuje się od 6 do 10 mln ton biomasy agro, którą można by wykorzystać do celów energetycznych. Ogromny i niewykorzystany potencjał to także plantacje energetyczne, które według różnych szacunków byłyby zdolne do produkcji od 15-25 mln ton biomasy. W sumie w okresie od 2 do 4 lat biomasa agro mogłaby stanowić od 20 do 30% energii pierwotnej.

Nie można zapominać o biomase leśnej, pozyskiwanej głównie z Lasów Państwowych, choć według szacunków Stowarzyszenia Leśników i Właścicieli Lasów corocznie w lasach prywatnych można dodatkowo pozyskać 5 mln m³ drewna. Część mogłaby zapewne zostać wykorzystana do celów energetycznych.

Największym atutem biomasy jest jej stabilność. To w pełni sterowalne źródło energii, odporne na zmieniające się warunki pogodowe. Kotły biomasowe można włączać i wyłączać kiedy i w jakim zakresie jest to potrzebne. Nie trzeba budować magazynów energii czy szukać rozwiązań zastępczych. Co więcej, polskie ciepłownictwo, które obecnie jest oparte w głównej mierze na węglu, w najprostszy sposób może zostać zmodernizowane właśnie w kierunku biomasy.

Plusy wykorzystania tego biopaliwa można mnożyć. Dobrze wiedzą o tym Anglicy, Duńczycy, Niemcy czy Austriacy. W ich krajach od dawna rozbudowuje się infrastrukturę energetyczną, która jest dedykowana wykorzystaniu biomasy. Moim zdaniem podobnie powinno być w Polsce.

Żeby tak się stało, potrzebujemy jednak dobrej, długofalowej polityki i stabilnego prawa, które pozwolą na podejmowanie śmiałych decyzji w zakresie jej wykorzystania. Z pewnością skorzystamy na tym wszyscy.

Mam nadzieję, że raport „Biomasa w Polsce” przyczyni się do rozwoju branży i pozwoli na wykorzystanie potencjału tego odnawialnego paliwa.



Maciej Roik
CO-FOUNDER
„MAGAZYN BIOMASA”

4. KONFERENCJA

**Biomasa i paliwa alternatywne
w ciepłownictwie**

WRZESIEŃ 2023, WARSZAWA

SAVE THE DATE!



magazynbiomasa.pl

PARTNER STRATEGICZNY



Destylarnia Belvedere Polmos Żyrardów to przedsiębiorstwo z ponad 100-letnią tradycją, doświadczeniem i fachową wiedzą w zakresie destylacji wódek. Firma powstała w 1910 roku i przez lata stworzyła wiele różnych alkoholi, a od 1993 roku produkuje wyłącznie wódkę Belvedere. Destylarnia zatrudnia około 200 pracowników i produkuje 10 wariantów wódki Belvedere dla ponad 120 krajów na całym świecie. Grupa Belvedere realizuje ambitny plan zrównoważonego rozwoju, koncentrując się na kilku obszarach, w tym na zdecydowanej redukcji emisji CO₂, przejściu na certyfikowaną produkcję organiczną oraz wprowadzeniu ekologicznych opakowań. Polmos Żyrardów Sp. z o.o. od dawna wspiera lokalną społeczność inicjatywami z zakresu zrównoważonego rozwoju. W 1989 firma była współzałożycielem Fundacji Ochrony Środowiska w Żyrardowie, natomiast w 2010 roku uruchomiła, we współpracy z gorzelniami rolniczymi i wyższymi uczelniami, Raw Spirit Program w celu promocji zrównoważonego rozwoju upraw polskiego żyta. W 2022 roku, dzięki innowacyjnej kotłowni biomasowej, która produkuje 100% zielonej energii cieplnej i elektrycznej, Destylarnia Belvedere zmniejszyła emisję dwutlenku węgla do atmosfery o co najmniej 95%. Działania te prowadzą do samowystarczalności energetycznej firmy, neutralności klimatycznej, a już niebawem do zero odpadowości. Polmos Żyrardów Sp. z o.o. rozwija także energetykę opartą na energii słonecznej oraz szeroko pojętą redukcję konsumpcji wody technologicznej, procesowej i użytkowej.

PARTNER



Asket oferuje kompletne linie technologiczne do wytwarzania brykietów i rozdrabniania słomy. Jesteśmy producentem brykietarek Biomasser do brykietowania biomasy agro (np. słomy) oraz rozdrabniaczy Tomasser do słomy luźnej i sprasowanej. Linie dostępne są w wersji stacjonarnej i mobilnej. Oferujemy także brykiet ze słomy – w 100% naturalny opał, stosowany do ogrzewania zamiast węgla lub drewna, także dla zwierząt i do produkcji biogazu. Ekologia i dbałość o środowisko są dla nas kluczowe, dlatego w naszych zakładach tworzymy energooszczędne produkty o wysokim stopniu recyklogowalności (ponad 95%), wpisujące się w działania Gospodarki Obiegu Zamkniętego (GOZ), zero waste, minimalizacji śladu węglowego oraz zrównoważonego rozwoju. Dajemy przykład wykorzystywania energii ze źródeł odnawialnych. Energię elektryczną do zasilania naszych zakładów i budynków wytwarzamy ze słońca, a ogrzewamy je kotłami elektrycznymi oraz brykietami ze słomy.

PARTNER

**Biocontrol**

Biocontrol jako niezależna strona trzecia jest wiodącym dostawcą usług audytu, weryfikacji i uwierzytelniania w sektorach energetyki odnawialnej, przemysłu i handlu. Nasze usługi stanowią wiarygodną wartość dodaną oraz ograniczają ryzyko biznesowe dla naszych klientów. Działając w obszarze uwierzytelniania biomasy na cele energetyczne przeprowadziliśmy ponad 1000 audytów uwierzytelniających źródła pochodzenia biomasy oraz dostawców paliw odnawialnych do największych wytwórców energii odnawialnej w Polsce i za granicą. Każdego roku ponad milion ton biomasy uwierzytelnionej przez Biocontrol jest spalane w instalacjach OZE w celu wytworzenia „zielonej energii”. Pięć wiodących grup energetycznych wybrało Biocontrol jako wyłącznego dostawcę usług weryfikacji i audytów kwalifikacyjnych dla dostawców paliw biomasowych. Biocontrol działa także w obszarze zapewnienia jakości pelletu drzewnego. Firma przeprowadziła szereg projektów wdrożeń systemów zapewnienia jakości dla producentów i firm uczestniczących w łańcuchu dystrybucji w Polsce i za granicą. Każdego roku ponad pół miliona ton pelletu drzewnego jest produkowane, sprzedawane i eksportowane przez firmy będące klientami Biocontrol.

PARTNER



Wiodący operator na rynku dostaw paliw biomasowych. Biomass Trust realizuje dostawy z poziomu krajowych, jak i zagranicznych placów składowych, transportem kołowym, kolejowym, morskim oraz barkami. Nasze dostawy kierujemy głównie do elektroenergetyki zawodowej, ciepłownictwa systemowego, ciepłowni i elektrociepłowni lokalnych oraz przemysłowych, jak i odbiorców indywidualnych. Nasz zespół stanowią obecni na rynku od 2004 roku doświadczeni praktycy, eksperci i specjaliści w zakresie dedykowanych upraw energetycznych, przetwarzania, produkcji i wielkoskalowych dostaw biomasy. Dysponujemy zweryfikowaną wiedzą na temat biomasy leśnej oraz agro w zakresie jej potencjału technicznego, ekonomicznego, rynkowego oraz całego spektrum jej parametrów fizykochemicznych, a także dzielności lub jej braku w starciu z czynnikami natury.



Łukasz Ściubak
Kierownik Energetyki
i Automatyki
Destylarnia Belvedere,
Polmos Żyrardów Sp. z o.o.

Systemy energetyczne przedsiębiorstw produkcyjnych w większości przypadków oparte są o konsumpcję różnych rodzajów paliw. Najczęściej przeważają coraz droższe paliwa kopalne, których wpływ na środowisko stanowi niewątpliwie obciążenie ekologiczne. W najbliższych latach paliwa kopalne takie jak węgiel czy gaz będą pierwotnymi nośnikami energii, limitowanymi i dostępnymi tylko dla określonego sektora gospodarki. W dobie transformacji energetycznej i zmian geopolitycznych kluczowym aspektem staje się poszukiwanie nowych strumieni paliw zgodnych z zasadami gospodarki obiegu zamkniętego, pozwalających produkować taniej energię. Produkcja takiej energii w szerokim spektrum prowadzonej działalności powinna minimalnie oddziaływać na środowisko naturalne lub być zupełnie neutralna klimatycznie. Wysokosprawne układy kogeneracyjne o małej mocy, działające lokalnie w sektorze przedsiębiorstw produkcyjnych i energetycznych, są kluczowym elementem rozproszonej energetyki zawodowej działającej na potrzeby danej społeczności. Pozyskiwanie paliw odnawialnych z najbliższego otoczenia firmy, zagospodarowywanie ciepła odpadowego i przekazywanie nadwyżek energii do lokalnej sieci energetycznej i ciepłowniczej buduje samowystarczalność energetyczną oraz stanowi szansę dla pozyskiwania taniej, ekologicznej energii.



Barbara Pokrzywa
Dyrektor Sprzedaży
Asket

Obecne trudne uwarunkowania rynkowe zmusiły ludzi do zmiany myślenia o pozyskiwaniu energii. Surowce, które wcześniej nie były brane pod uwagę, w tym biomasa agro, dziś cieszą się większym zainteresowaniem. Jako producent maszyn Biomasser do przetwarzania słomy na brykiety opałowe zauważamy na rynku znaczny wzrost zainteresowania zarówno maszynami, jak i samym brykietem, którym można zastąpić węgiel lub drewno. Biomasa rolna w Polsce ma znaczny potencjał i aby go dobrze wykorzystać, należy wziąć pod uwagę trzy aspekty: biomasę agro należy stosować przede wszystkim lokalnie, blisko miejsca jej występowania i przetwarzania. Blisko oznacza w promieniu do około 50 km. Takie działania pozwalają minimalizować koszty produkcji, transportu surowców i gotowych produktów, a tym samym obniżyć ślad węglowy. Biomasa rolna powinna być głównym paliwem do wytwarzania energii, ciepła na wsiach, na terenach rolniczych i stosowana w kotłowniach (najlepiej dedykowanych do spalania biomasy agro) do ogrzewania budynków mieszkalnych i użyteczności publicznej. Decentralizacja produkcji energii zwiększy niezależność energetyczną regionu, da ludziom pracę i wesprze lokalne przedsiębiorstwa. Należy tworzyć Lokalne Centra Agrobiomasy (LCA), czyli miejsca w których mieszkańcy będą mogli zakupić opał wytwarzany lokalnie np. brykiety ze słomy, a także przetworzyć lub wynająć maszynę do produkcji opału z własnego surowca. Działalność LCA ma swoje uzasadnienie i znalazłaby grono stałych odbiorców. Brakuje krajowego programu finansowania dla inwestycji w biomasę agro opracowanego wspólnie przez Ministerstwo Rolnictwa i Rozwoju Wsi oraz Ministerstwo Środowiska i Klimatu. Taki program pozwoli na uzyskanie efektu synergii pomiędzy rolnictwem i środowiskiem, które to obszary są bardzo mocno ze sobą związane, przenikają się, są koherentne i powinny być postrzegane wspólnie, by promować zrównoważone rolnictwo oraz aspekty klimatyczno-środowiskowe. Istotne jest, aby dotowane były przede wszystkim sprawdzone polskie rozwiązania, które wspierają rodzimą gospodarkę.



Adam Sarnaszek
Dyrektor Zarządzający/CEO
Biocontrol Sp. z o.o.

Od kilku lat nie działo się w branży biomasy tak dużo, jak w ciągu ostatniego roku. Stosunkowo stabilna, aczkolwiek daleka od ideału sytuacja na rynku w pierwszej połowie 2021 roku, stała się niezwykle dynamiczna po opublikowanych przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska komunikatach dotyczących obowiązku stosowania wymogów Dyrektywy RED II, odnoszących się do Kryteriów Zrównoważonego Rozwoju dla paliw z biomasy. W praktyce, za pośrednictwem opublikowanego komunikatu oraz kilku telekonferencji, w których mógł uczestniczyć tylko znikomy procent polskiego rynku biomasy reprezentowany przez jej producentów i dostawców, wprowadzono obowiązek certyfikacji całego łańcucha jej dostaw do energetyki zawodowej i ciepłownictwa, wywołując przy tym ogromne zamieszanie i dezinformację. W tym zamęcie zaniedbano właściwą politykę informacyjną, dostęp do informacji o systemach certyfikacji dostępnych w Polsce, a również nie dokonano właściwej weryfikacji tych systemów pod kątem ich aktualnego statusu i zakresu uznania ich przez Komisję Europejską. Wszystkie te zaniedbania skutkowały następnie olbrzymim chaosem, narażeniem uczestników rynku biomasy, a w szczególności jej dostawców i producentów, na nieuzasadnione koszty. W efekcie całego rozgardiaszu resort klimatu musiał ratować sytuację poprzez implementację unijnego rozporządzenia ze wsteczną datą obowiązywania, co pozwoliło na czasowe uznanie całej biomasy zużywanej do produkcji energii i ciepła w roku 2022 za zrównoważoną. Biocontrol jako lider usług doradztwa, audytu i uwierzytelniania w sektorze całego łańcucha dostaw biomasy dla polskiej energetyki i ciepłownictwa, już od samego początku stał się wiodącym dostawcą usług wdrożeń systemów opartych o Kryteria Zrównoważonego Rozwoju dla paliw z biomasy oraz sektora paliw alternatywnych zawierających biomasę. W ciągu ostatnich dwóch lat konsultanci Biocontrol przygotowali do certyfikacji i wdrożyli systemy SURE i KZR w blisko 200 podmiotach, zarówno krajowych i zagranicznych, będących uczestnikami rynku biomasy, które z powodzeniem przeszły audyty certyfikacyjne. Jako firma, która w pierwszej kolejności stawia interes swoich klientów, od samego początku dawaliśmy im możliwość wyboru więcej niż jednego uznanego systemu certyfikacji, wprowadzając do swoich usług jako jedyna firma doradcza na rynku możliwość przygotowania certyfikacji na zgodność z wymaganiami Dyrektywy RED II według systemu SURE, który okazał się później najbardziej trafnym wyborem, ponieważ uzyskał uznanie Komisji Europejskiej jako jedyny w pełnym zakresie, w tym również dla biomasy leśnej. Dzięki takiemu podejściu ponad 130 klientów Biocontrol, którzy dzięki zapewnieniu im możliwości wyboru, wybrało właśnie SURE, jako system certyfikacji dla potwierdzenia spełniania Kryteriów Zrównoważonego Rozwoju w całym łańcuchu dostaw paliw z biomasy.



Andrew Georgiou
Director Policy
and Regulation Europe
Enviva

Możemy zmniejszyć kryzys energetyczny bez poświęcania celów klimatycznych. Zrównoważona biomasa drzewna umożliwia wzmocnienie bezpieczeństwa energetycznego Polski w czasach zawirowań rynkowych i presji na przyspieszenie działań dekarbonizacyjnych. Polski sektor energetyczny stoi obecnie przed wielkim wyzwaniem. Transformacja energetyczna, która już wcześniej była trudna, teraz musi odbywać się znacznie szybciej i przy mniejszej liczbie opcji. Polska podjęła już pewne kroki w kierunku dekarbonizacji, jednak wciąż trwająca agresja Rosji na Ukrainę sprawiła, że duża część planów musi ulec zmianie. Na szczęście wdrożono już działania mające na celu dostosowanie się do nowej sytuacji, przy równoczesnym zachowaniu możliwości przeprowadzenia sprawiedliwej transformacji na zieloną energię bez uszczerbku dla bezpieczeństwa energetycznego.

Europa jest w trakcie kryzysu energetycznego. Potrzeba dekarbonizacji Polski nigdy nie była bardziej oczywista. Odejdźcie od stosowania rosyjskich paliw kopalnych i podjęcie zdecydowanych kroków w kierunku wytwarzania odnawialnej i niskoemisyjnej energii elektrycznej oraz ciepła w oparciu o źródła krajowe lub

pochodzące od wiarygodnych sojuszników jest konieczne – nie tylko ze względu na politykę zagraniczną, ale także ze względu na środowisko.

Sam import węgla z Rosji wynosił około 9,5 miliona ton, a wykorzystanie gazu z tego kraju sięgało blisko 9,6 mln m³. O ile cel jest jasny, o tyle jego realizacja jest dużym wyzwaniem. Osiągnięcie zerowej emisji netto przy zachowaniu przystępnych kosztów i bezpieczeństwa dostaw energii jest wyzwaniem znanym od dawna, ale czasu na rozpoczęcie wdrażania dobrze zorganizowanych działań jest coraz mniej. Szczególnie w sytuacji, gdy zmniejszenie zależności od rosyjskich węglowodorów jest nie tylko imperatywem ekologicznym, ale i humanitarnym. Dodatkowym aspektem zmuszającym do szybkiego działania jest 16,5 GW starych bloków węglowych w strukturze systemu energetycznego, które do 2035 roku – powinny zostać wyłączone z eksploatacji. Ich zamknięcie spowoduje dalsze uszczuplenie potencjału energetycznego kraju, a w szczególności ograniczy możliwość wytwarzania mocy sterowalnej.

Obecnie dominującym kierunkiem w polskiej dekarbonizacji jest znacząca rozbudowa instalacji wytwarzających energię z wiatru i słońca. Technologia fotowoltaiczna i turbiny wiatrowe oferują wiele korzyści i są potrzebne, jednak nie poradzą sobie same – produkcja energii musi być możliwa, nawet gdy nie będzie wiał wiatr, a słońce nie będzie świecić. W Polsce brakuje również wystarczająco dobrze rozwiniętych sieci energetycznych, które pozwoliłyby na efektywne wykorzystanie wyprodukowanej energii. Stanowią one główny filar polskiego portfela energii odnawialnej. Rozszerzenie ich wykorzystania wymaga jednak uzupełnienia o sterowalne źródła energii, gwarantujące odbiorcom stały dostęp do ciepła i energii elektrycznej.

Energia jądrowa z pewnością będzie miała kluczowe znaczenie w dostarczaniu bezemisyjnej energii w dłuższej perspektywie, jednak – zgodnie z planami rządu – pierwszy nowy blok o wielkości do 1,6 GW zostanie uruchomiony dopiero w 2033 roku, a cała flota do 2043 roku osiągnie moc 9 GW. Jak Polska powinna poradzić sobie z okresem przejściowym i brakiem pozostałych 7,5 GW?

Biomasa może pomóc zapłacić tę próżnię, oferując dostarczenie nawet 30% potrzebnej mocy. Dzięki temu jest ona doskonałą okazją do znacznej dywersyfikacji i zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski, inwestującej przy tym w zieloną przyszłość kraju.

Biomasa drzewna, pozyskiwana w sposób zrównoważony, jest odnawialnym źródłem energii, dostępnym już dziś. Kraje takie jak Dania, Wielka Brytania czy Holandia odkryły, że konwersja starych elektrowni węglowych na zasilane biomasą jest kluczowym filarem ich transformacji energetycznej, ponieważ umożliwia dostęp do dyspozycyjnego ciepła i energii elektrycznej nawet wtedy, gdy nie świeci słońce i nie wieje wiatr. W ciągu ostatnich dwóch dekad biomasa drzewna stała się towarem sprzedawanym na całym świecie i cechującym się solidnymi łańcuchami dostaw. Dzięki temu możliwe jest zagwarantowanie długoterminowych kontraktów. W połączeniu z wychwytywaniem i przechowywaniem dwutlenku węgla, biomasa drzewna ma nawet potencjał do osiągnięcia ujemnych emisji, co może być kluczem do uzyskania zerowej emisji netto w przyszłości.

W Polsce istnieje jednak problem związany z niewystarczającą podażą pelletu drzewnego. W efekcie część przedsiębiorców nie decyduje się na przejście na tę ekologiczną technologię w obawie przed ewentualnym brakiem dostaw, co skutkowałoby przymusowym wstrzymaniem działalności. Problem ten stał się szczególnie dotkliwy w wyniku wojny na wschodzie – zdecydowana większość biomasy sprowadzanej na polski rynek pochodziła z Białorusi, Ukrainy i Rosji. Obecnie łańcuchy dostaw z tego kierunku zmagają się z dodatkowymi utrudnieniami lub zostały całkowicie odcięte.

Na szczęście możliwe jest uzyskanie długoterminowych – nawet 15-letnich – kontraktów od dużych producentów z innych krajów i kontynentów. Firmy takie jak Enviva (największy na świecie producent pelletu drzewnego) są w stanie zagwarantować polskim zakładom energetycznym dostawę pełnej wielkości uzgodnionego zamówienia przy zachowaniu przejrzystej struktury cenowej przez

cały okres trwania umowy. W ten sposób polski rząd może pozyskać kolejną stałą, pozwalającą na szybszy rozwój zróżnicowanych odnawialnych źródeł energii. Polska stanęła przed ryzykiem załamania dostaw energii jeszcze przed inwazją na Ukrainę. Teraz kraj znajduje się pod coraz większą presją aby to naprawić. Niestety, jest mało prawdopodobne, że ta zima będzie ostatnią, podczas której Europa będzie musiała zmierzyć się z tymi wyzwaniami. I choć krótkoterminowym celem jest przetrwanie, ważne jest, aby kontynuować planowanie średnio- i długoterminowe, a tutaj kluczową rolę odgrywa zdywersyfikowany import biomasy drzewnej na skalę przemysłową.



Andrzej Pudło
Krajowy Manager
ds. gospodarki paliwowej
Fortum Power and Heat
Polska Sp. z o.o.

Wojna w Ukrainie ma wpływ na wiele gałęzi gospodarki, nie tylko polskiej, ale i globalnej. Jednym z sektorów, który przeżywa kryzys, jest rynek biomasy. Wzrost cen tego ważnego surowca do produkcji energii cieplnej wynika przede wszystkim z embarga na zrębki drzewne i pellet z Białorusi oraz Rosji, a także znaczne ograniczenie dostaw z Ukrainy. Na polskim rynku dostępność biomasy pochodzenia rolniczego jest dramatycznie niska. Dlatego można zauważyć zainteresowanie importem z odległych państw, jednak surowiec transportowany przez długi czas drogą morską jest narażony na obniżenie jakości, a koszty transportu oraz obostrzenia fitosanitarne wpływają na opłacalność tego przedsięwzięcia. Jako rozwiązanie procedowana jest obecnie zmiana ustawy OZE polegająca na zwolnieniu z prawnego obowiązku spalania biomasy pochodzenia rolniczego w okresie od 1 sierpnia 2022 do 31 grudnia 2022 r. Dominującym trendem w rozmowach wytwórców energii elektrycznej i cieplnej jest obecnie dekarbonizacja, wymuszona zarówno wysokimi cenami uprawnień do emisji dwutlenku węgla, jak i cenami samego węgla i brakiem jego dostępności. Wobec przedstawionych problemów z dostępnością i kosztami biomasy, rozwiązaniem wydaje się właśnie szerokie wykorzystanie paliwa lokalnego RDF, wyprodukowanego z odpadów nie nadających się do recyklingu, co daje szansę na tańsze ciepło.



Józef Sołtys
Współtwórca
Narodowego Programu Biomasy
Agro dla Energetyki

Biomasa agro jest jednym z najstarszych źródeł energii odnawialnej. Jej znaczenie w ostatnim okresie stale rośnie – co udowadniają przykłady innych krajów. Wyróżnić tu można biomasę mokrą (gnojowica, odpady z przemysłu rolno-spożywczego) i suchą (słoma, łuski słonecznika i in.). Biomasa mokra nadaje się głównie jako wsad do biogazowni, z których uzyskuje się biogaz i poferment (stosowany jako nawóz). Natomiast optymalnym procesem wykorzystania biomasy suchej jest jej spalanie w urządzeniach o wysokiej sprawności i niskiej emisyjności pyłów oraz związków szkodliwych. Biomasę suchą można podzielić na produkty uboczne z produkcji rolno-spożywczej (słoma, plewy, zieleń komunalna, pozostałości pielęgnacyjne z ogrodnictwa i in.) oraz biomasę pochodzącą z upraw roślin energetycznych. Ten drugi rodzaj biomasy ma dotąd marginalne znaczenie w Polsce. Natomiast co roku marnuje się 6-10 mln t biomasy agro, którą można by w krótkim czasie wykorzystać do celów energetycznych. Z kolei potencjał upraw energetycznych spełniających wymogi RED II i RED III szacuje się na 15-25 mln t rocznie, co stanowi równoważnik 10-15 mln t węgla. W sumie biomasa agro w okresie 2-4 lat mogłaby stanowić 20-30% energii pierwotnej w energetyce. Zaletą jest możliwość jej pozyskiwania na terenie całego kraju, co ma wpływ na cenę produkowanej z niej energii. Producenci i dostawcy biomasy mogliby, licząc po 30-40 zł/GJ, otrzymać przychody ok. 7-15 mld zł rocznie, co jest sumą porównywalną z wielkością dopłat bezpośrednich UE w ostatnich latach dla ok. 1,3 mln rolników. Producenci biomasy powinni także tworzyć jednostki gospodarcze (spółki, klastry,

grupy producenckie) zajmujące się przetwarzaniem pozyskanej biomasy na gotowe paliwo w postaci pelletu, brykiety, granulatu, przeznaczone dla lokalnych odbiorców indywidualnych, pobliskich ciepłowni i elektrociepłowni, co pozwoliłoby znacznie zwiększyć zyski z całego przedsięwzięcia. Koszt wytworzonego w ten sposób jednego GJ paliwa OZE byłby niższy co najmniej dwa razy od giełdowych cen energii z węgla i ok. pięć razy dla gazu ziemnego, zapewniając równocześnie dostawcom biomasy przychody w zakresie 4-9 tys. zł/ha rocznie z ziemi V/VI klasy. Należy także podkreślić, że energia z biomasy jest całkowicie dyspozycyjna w przeciwieństwie od pogodozależnych energii z wiatru i fotowoltaiki, które dla zapewnienia stałości dostaw wymagają mocy instalacji kilkakrotnie przekraczających wielkość realnego zapotrzebowania i drogich magazynów energii, co sprawia, że energia pozyskiwana z tych źródeł jest w sumie znacznie droższa od energii pozyskiwanej z biomasy.

Biomasa agro może odegrać dużą rolę w gospodarce i energetyce – jednak tylko pod warunkiem utworzenia odpowiednich stabilnych i wieloletnich warunków do jej pozyskiwania, zakładania upraw energetycznych, tworzenia zakładów jej przetwarzania i rozliczania jako paliwa OZE w energetyce i gospodarstwach indywidualnych.

Biomasa agro w postaci stałej (brykiety, pellety, granulaty) jest paliwem OZE nadającym się do spalania we wszystkich typach pieców i kotłów energetycznych. Opracowane krajowe rozwiązania technologiczne sprawiają, że jej spalanie jest porównywalne ze spalaniem biomasy leśnej (brak szlakowania powierzchni ogrzewalnych, redukcja korozji wysokotemperaturowej, niska emisja pyłów i związków szkodliwych). Może ona służyć jako paliwo w części kotłów już eksploatowanych, zmodernizowanych lub wymienionych na dedykowane na biomasę. Dzięki temu można wykorzystać już istniejące sieci przesyłowe, infrastrukturę zakładów energetycznych, a przede wszystkim wykwalifikowany personel.

Biomasa energetyczna może być pozyskiwana lokalnie na terenie całego kraju, co zapewnia stabilność dostaw i niskie koszty transportu. Cena biomasy w postaci już przetworzonej i pozyskiwanej na podstawie wieloletnich umów może być kilkakrotnie niższa od ceny energii z węgla i gazu, zwłaszcza jeśli uwzględni się koszty ETS. W energetyce nie ma potrzeby tworzenia dużych magazynów, ponieważ lokalni dostawcy mogą realizować dostawy według uzgodnionego harmonogramu. Należy także podkreślić, że jak pokazują m.in. doświadczenia Danii, regionalnie mogą być tworzone zakłady energetyczne, w skład których wchodziły kotły biomasowe, biogazownie, pompy ciepła i magazyny ciepła mogące realizować dostawy ciepła i energii elektrycznej zgodnie z dobowym zapotrzebowaniem odbiorców w każdej porze roku. Takie podejście gwarantuje niski poziom i stabilność cen mediów.

Potwierdzeniem pozytywnej roli biomasy w energetyce jest stabilność cen energii elektrycznej i ciepła w jednostkach stosujących to paliwo w porównaniu z kilkakrotnym wzrostem cen w jednostkach opalanych gazem i węglem.

Wzrost znaczenia biomasy w energetyce oznacza także silny impuls dla przemysłu maszynowego (producenci maszyn do zbiorów i przetwarzania biomasy, producenci pieców i kotłów), który pod tym względem stoi na najwyższym światowym poziomie.

Warto podkreślić z gospodarczego punktu widzenia jest także to, że całość przychodów z wykorzystania biomasy w energetyce pozostaje w kraju, równocześnie zapewniając stabilność i dyspozycyjność dostaw energii elektrycznej i ciepła po niskiej cenie, podczas gdy w przypadku farm wiatrowych i fotowoltaicznych przychody trafiają w większości do ich zagranicznych właścicieli.





Spis treści\

RAPORT BIOMASA W POLSCE

- 16 Stanowisko europejskich naukowców w sprawie biomasy i klimatu
- 18 Raport NIK: Dlaczego Polska nie zwiększa produkcji energii elektrycznej z biomasy?
- 24 Instalacje współpalające biomasę lub biogaz z innymi paliwami
- 25 Instalacje spalające biomasę

BIOMASA W POLSCE

- 26 Potencjał rynku biomasy w Polsce

BIOMASA W PRAWIE

- 34 Aspekt regulacyjny wykorzystania biomasy
- 38 Międzynarodowy aspekt rynku biomasy

BIOMASA W PRZEMYŚLE

- 40 Wyzwania dla energetyki w dobie deficytu paliw

BIOMASA LEŚNA

- 46 Biomasa leśna – pozyskiwanie na cele energetyczne
- 50 Potencjał biomasy w lasach prywatnych

BIOMASA AGRO

- 54 Szansa dla szybkiej i optymalnej transformacji energetyki
- 58 Wyzwania dla energetyki przy spalaniu biomasy agro
- 62 Ekonomiczne aspekty stosowania biomasy w energetyce
- 66 Koszty inwestycyjne OZE
- 68 Magazyny energii
- 71 Zrównoważone podejście do OZE
- 73 Jakie szanse przed biomasą?

FINANSOWANIE

- 75 Finansowanie inwestycji biomasowych w oparciu o instrumenty dłużne i granty

78 KATALOG FIRM BIOMASOWYCH 2023

Stanowisko europejskich naukowców w sprawie biomasy i klimatu

JESIENIĄ 2022 ROKU PONAD 500 UCZONYCH Z OŚRODKÓW NAUKOWYCH W EUROPIE ZWRÓCIŁO SIĘ DO PRZEWODNICZĄCEJ KOMISJI EUROPEJSKIEJ URSULI VON DER LEYEN, PRZEWODNICZĄCEJ PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO ROBERTY METSOLA ORAZ PRZEWODNICZĄCEGO RADY EUROPEJSKIEJ CHARLES'A MICHELA TŁUMACZĄC W LIŚCIE OTWARTYM ROLĘ LASÓW I GOSPODARKI NIMI W CZASIE WYZWAŃ KLIMATYCZNYCH.

Prof. Roland Irslinger (emerytowany), Wyższa Szkoła Leśnictwa w Rottenburgu, Niemcy oraz naukowcy z kilkudziesięciu uczelni w Europie

Naukowcy wskazali zasadność prowadzenia biogospodarki, a także wykorzystania pewnych segmentów drewna w produkcji energii.

„Gorąca i sucha pogoda w wielu częściach Europy i świata sprawia, że martwimy się o przyszłość naszych lasów. Susza, choroby i pożary niszczą całe krajobrazy, niezależnie od ich statusu ochrony lub zarządzania. Lasy są coraz bardziej zagrożone zmianami klimatycznymi, ale jednocześnie mają zdolność łagodzenia ich skutków i zwiększania bioróżnorodności dzięki właściwemu zarządzaniu i wykorzystaniu ich produktów w celu zapewnienia biogospodarki i dostaw energii odnawialnej w Europie. Lasy mają dużą zdolność wiązania dwutlenku węgla z atmosfery. Jednak w wielu krajach europejskich osiągnięto już wysoki poziom zapasów drewna, a dalsze gromadzenie biomasy wydaje się ryzykowne w obliczu ocieplenia klimatu. Jeśli suche lata będą częstsze, spodziewamy się, że w następnej dekadzie biomasa leśna będzie się zmniejszać niezależnie od gospodarowania

i ochrony. Obecnie w lasach gospodarczych roczny przyrost węgla jest wyższy, a maksymalna objętość drewna taka sama jak w przypadku lasów chronionych. Bez wycinania obszary leśne zostaną nim nasyczone. Pochłanianie dwutlenku węgla zbliży się do zera, co widać na starych obszarach dziewiczych lasów Ukrainy.

Pozyskiwanie drewna z lasów zarządzanych w sposób zrównoważony jest neutralne pod względem emisji CO₂, a w odniesieniu do procesów zachodzących w środowisku naturalnym, niweluje konkurencję między poszczególnymi drzewami i straty w wyniku klęsk żywiołowych poprzez regulację gęstości zadrzewienia. W skali krajobrazowej nie ma więc długu węglowego. W zasadzie to właśnie gospodarka leśna zwiększała bioróżnorodność lasów w historii Europy. Liczne korzyści dla klimatu jakie dają produkty z drewna, są następstwem zrównoważonego zarządzania. Zależą one od ilości węgla, który jest przenoszony z lasu do obiektów drewnianych, najlepiej przez bardzo długi czas.

W procesie produkcji wyrobów drewnianych potrzeba mniej energii z paliw kopalnych w porównaniu z betonem, stalą, aluminium czy szkłem. Ten proces zastępowania drewnem konstrukcji energochłonnych został nazwany substytucją produktu. Wykorzystanie drewna jako materiału budowlanego nie tylko umożliwia dodatkowe magazynowanie CO₂, ale także zabezpiecza pilną potrzebę na tanie mieszkania, zmniejsza zapotrzebowanie budynków na energię i tworzy zrównoważone miejsca pracy we wszystkich regionach Europy. Oprócz zastępowania zasobów kopalnych przez wykorzystanie materiałów, zwiększa się także ilość produktów ubocznych i drewna pochodzącego z recyklingu, które mogą zabezpieczyć większe dostawy energii odnawialnej. Gospodarka leśna i wycinanie drzew do produkcji przedmiotów i materiałów zawsze będzie skutkowało powstawaniem odpadów, które nie nadają się do wytwarzania produktów, np. wierzchołki drzew czy zgniłe pnie. Istnieją również mieszane gatunki drzew, głównie szerokolistnych, które są wycinane,



ale nie nadają się do produkcji. Część tej biomasy pozostaje w lesie jako martwe drewno i sposób na wsparcie ochrony gatunków.

Ponadto, produkcja wyrobów z drewna skutkuje również powstawaniem pozostałości takich jak ścinki, wióry i trociny, które nadają się do produkcji energii. Energia zawarta w pozostałościach po produktach drewnianych na koniec ich cyklu życia powinna być odzyskiwana przy użyciu „bioenergii z wychwytywaniem i składowaniem dwutlenku węgla”. Do tej pory argumentowano, że drewno jest nieefektywne w produkcji energii ze względu na niższą wydajność energetyczną w porównaniu do paliw kopalnych. To porównanie jest jednak niesprawiedliwe. Paliwa kopalne nie będą już dostępne w najbliższej przyszłości. Kiedy transformacja energetyczna w Europie zostanie pomyślnie osiągnięta, technologie wychwytywania i składowania dwutlenku węgla z biomasy będą miały również możliwość produkcji wodoru i innych substancji biochemicznych. Przy prawidłowej gospodarce leśnej, wykorzystanie drewna na cele energetyczne jest efektem użycia produktów ubocznych po wycince i przetwarzaniu drewna na produkty. Wykorzystanie drewna do produkcji energii może

” Wykorzystanie drewna do produkcji energii może zastąpić użycie paliw kopalnych i stanowi istotną część polityki ochrony klimatu we wszystkich krajach europejskich

zastąpić użycie paliw kopalnych i stanowi istotną część polityki ochrony klimatu we wszystkich krajach europejskich. Zastępowanie źródeł produkcji energii jest integralną częścią gospodarki leśnej i wytwarzanych w jej wyniku produktów drzewnych. Dlatego w analizie sektorowej lasów gospodarczych należy uwzględnić przepływy materiałowe i energetyczne, które są związane z całym systemem leśnym i jego użytkowaniem.

Tylko w przypadku zrównoważonej gospodarki leśnej i użytkowania drewna możemy uniknąć emisji CO₂ z użycia paliw kopalnych. Zwiększenie składowania drewna w lasach tylko kompensuje, ale nie pozwala uniknąć emisji CO₂, której skutki niosą ze sobą nieprzewidywalne ryzyko. Zakaz wykorzystywania drewna powstałego w wyniku zrównoważonej gospodarki leśnej do produkcji energii i zwiększanie udziału lasów UE objętych ochroną, nie jest odpowiednim wsparciem dla europejskiej polityki ochrony klimatu, nie przynosi dalszych korzyści dla różnorodności biologicznej i utrudnia biogospodarkę opartą o obieg zamknięty. Możemy nawet stwierdzić, że ekologicznie napędzane zrównoważone leśnictwo, które utrzymuje stałą ilość drewna i wykorzystuje nadwyżkę do wytwarzania produktów i energii jest „mądre pod względem ochrony klimatu”. Obecnie zapotrzebowanie na drewno przewyższa naszą podaż. Tym samym UE importuje drewno z innych regionów świata. W tej sytuacji nieadekwatne wydaje się wydzielanie obszarów leśnych pod dziką przyrodę, które nie są w stanie utrzymywać dodatkowych gatunków.

Oprac. Beata Klimczak

Raport NIK: Dlaczego Polska nie zwiększa produkcji energii elektrycznej z biomasy?

DOSTĘPNE DLA WYTWÓRCÓW ENERGII ZE ŹRÓDEŁ ODNAWIALNYCH SYSTEMY WSPARCIA NIE ZAPEWNIŁY STABILNEGO ROZWOJU PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ Z BIOMASY – OTO GŁÓWNY WNIOSEK NAJWYŻSZEJ IZBY KONTROLI, KTÓRA UZNAJE BIOMASĘ ZA OZE CHARAKTERYZUJĄCE SIĘ STABILNOŚCIĄ I DYSPOZYCYJNOŚCIĄ. WNIOSKI POKONTROLNE TRAFIŁY DO MINISTERSTWA KLIMATU I ŚRODOWISKA ORAZ DO URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI.



Jak podkreśla NIK, głównym instrumentem wspierającym dla wykorzystania biomasy były świadczenia pochodzenia (ŚP), które w założeniach stanowić miały mechanizm rynkowy, sprzyjający optymalnemu rozwojowi sektora OZE. Czas pokazał, że pogłębiły one dysproporcje na rynku energii z OZE. Z pozostałych form – w tym systemu aukcyjnego – najwięksi producenci energii praktycznie nie korzystali. Jak zaznacza NIK, Minister Klimatu i Środowiska niestety nie podjął skutecznych działań, aby zwiększyć atrakcyjność systemu aukcyjnego dla instalacji OZE charakteryzujących się stabilnością produkcji energii oraz dyspozycyjnością źródła (w tym właśnie z biomasy).

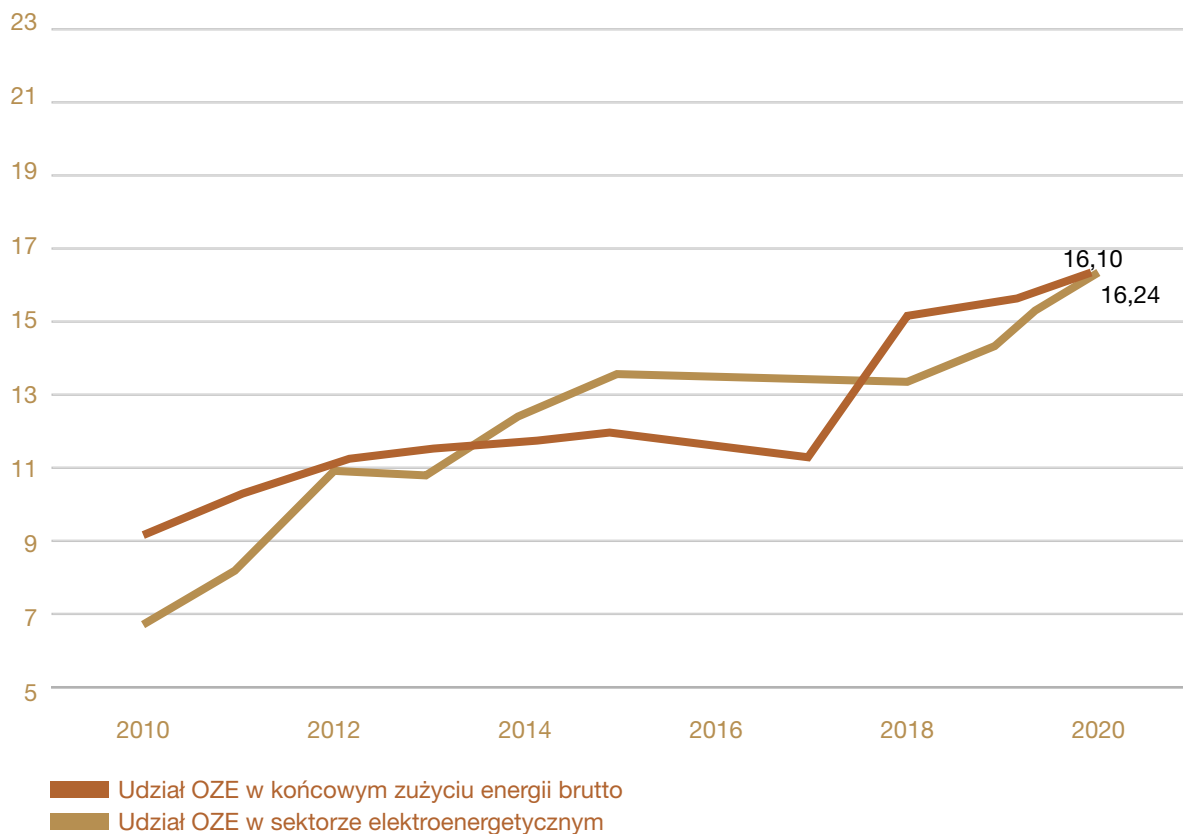
CELE I DOKUMENTY STRATEGICZNE

Najwyższa Izba Kontroli w raporcie wskazuje na dokument „Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych” (KPD) jako kluczowy dla określenia polityki i kierunków rozwoju OZE w Polsce w latach 2010-2020. Wytyczał on m.in. krajowy cel główny – udziału energii z OZE w końcowym zużyciu energii brutto – na poziomie 15% oraz wysokość udziału OZE w końcowym zużyciu energii w poszczególnych sektorach, w tym w elektroenergetyce – na poziomie 19,13%.

Założeniem KPD było to, że wspomniane cele zostaną osiągnięte w oparciu o źródła zasilane energią wiatru oraz poprzez energetyczne wykorzystanie biomasy.

Osiągnięcie tych celów w 2020 r. było kluczowe w świetle dyrektywy RED II i nowych ram dla kolejnego unijnego celu do 2030 r., wynoszącego co najmniej 32% udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto dla całej UE. Zgodnie z zapisami dyrektywy RED II, kraje członkowskie UE miały czas na transpozycję jej zapisów do prawa krajowego do 30 czerwca 2021 r. NIK podkreśla, że MKiŚ nie dokonał w tym terminie implementacji w prawie krajowym zapisów w/w dyrektywy.

Udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto oraz w sektorze elektroenergetycznym w latach 2010-2020 (%)



Źródło: opracowanie własne NIK na podstawie danych GUS.

ILE ENERGII Z OZE?

Według Głównego Urzędu Statystycznego w latach 2018-2021 udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto wzrósł o 1,16 punktu procentowego (p.p.), a więc do 16,10%. Udział OZE w elektroenergetyce wzrósł w tym czasie o 3,21 p.p. (z 13,03% do 16,24%). Był on więc niższy niż prognozowany w KPD (19,13%).

Co do udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto w 2020 r. osiągnięty został cel krajowy wyznaczony przez Dyrektywę RED I.

Zjawiska, które się do tego przyczyniły:

- ✓ spadek zużycia energii w 2020 r. o 3,52% (w stosunku do 2019 r.)

spowodowany przede wszystkim lockdownem,

- ✓ jednoczesny wzrost wykorzystania energii z OZE,
- ✓ zmiana metodologii GUS o obliczanie udziału biomasy (drewna opałowego), wykorzystywanego na cele grzewcze w gospodarstwach domowych (przyjęto znacznie większe wykorzystanie drewna w domowych kotłach, kominkach i kuchniach) i korekta danych za lata 2018-2019.

ŚWIADECTWA POCHODZENIA JAKO GŁÓWNY INSTRUMENT WSPARCIA

Według danych pozyskanych przez NIK w okresie objętym kontrolą (lata 2018-2020), liczba przedsiębiorstw wytwarzających energię

elektryczną z biomasy nieznacznie wzrosła: z 55 podmiotów w 2018 r. do 62 w 2020 r., wśród których było 41 instalacji na biomasę, 24 współspalających biomasę i 10 instalacji termicznego przetwarzania odpadów – ITPO.

Instrumentem wspierającym wytwórców energii z biomasy były świadectwa pochodzenia, z których korzystało ok. 2/3 podmiotów. Jak zaznacza NIK, świadectwa pochodzenia miały być mechanizmem rynkowym sprzyjającym optymalnemu rozwojowi sektora odnawialnych źródeł energii. Jednak duża nieprzewidywalność ich rynku, a w konsekwencji cen praw majątkowych, pogłębiły brak równowagi na rynku energii z OZE. Skutkiem nadpodaży ŚP energii

elektrycznej z OZE i stopniowego obniżania ich cen było ograniczenie znaczenia tej formy wsparcia.

Pomimo spadku ilości wyprodukowanej w latach 2018-2020 energii elektrycznej, ilość energii wytworzonej z biomasy (czyli „zielonej energii”) w badanym okresie systematycznie rosła. Wyprodukowano jej jednak mniej niż w latach wcześniejszych.

Jedną z przyczyn odnotowanych spadków była zmiana w ustawie o OZE. W jej wyniku dla ŚP dla energii elektrycznej z OZE wytworzonej w instalacjach spalania wielopaliwowego wprowadzono współczynnik korygujący (dla 1 MWh energii i elektrycznej wytworzonej w instalacji spalania wielopaliwowego przysługiwało 0,5 świadectwa pochodzenia). Miało to wpływ na ograniczenie stosowania technologii współspalania biomasy z innymi paliwami kopalnymi.

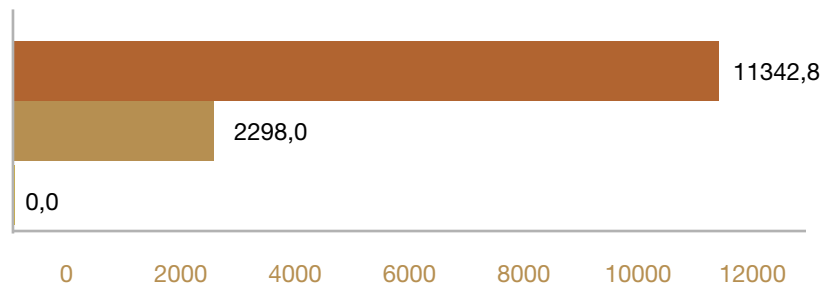
Jak podkreśla NIK, istotną rolę w systemach wspierających odgrywał Prezes Urzędu Regulacji Energetyki. Do jego kompetencji należało bowiem m.in. wydawanie i umarzanie ŚP, a także organizowanie aukcji na sprzedaż energii elektrycznej oraz wydawanie zaświadczeń o dopuszczeniu do uczestnictwa w tych aukcjach. W okresie kontrolnym (do 26 listopada 2021 r.) do URE wpłynęło 938 wniosków o wydanie świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej z biomasy. Z analizy zbadanych wniosków wynika, że w ponad 90% przypadków ŚP wydano po upływie terminu tj. 45 dni (w skrajnym przypadku było to 10 miesięcy od daty złożenia wniosku).

Wśród przyczyn wydłużonego procesu wydawania ŚP, NIK wymienia np. konieczność uzupełnienia dokumentacji, dużą liczbą wpływających wniosków, jak i konsekwencje wprowadzenia stanu epidemii SARS CoV-2.

POZYTYWNE O WYTWÓRCACH

NIK oceniła pozytywnie działania czterech skontrolowanych przedsiębiorstw energetycznych: PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A., Tauron Wytwarzanie

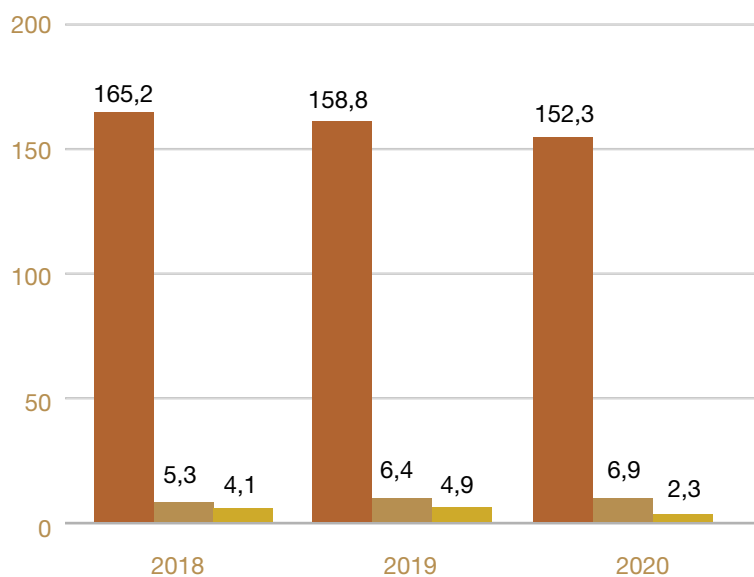
Ilość energii elektrycznej wytworzonej z biomasy i objętej poszczególnymi rodzajami wsparcia w latach 2018-2020 [GWh]



- Ilość energii elektrycznej z biomasy objętej ŚP w latach 2018-2020
- Ilość energii elektrycznej z biomasy objętej aukcjami w latach 2018-2020
- Ilość wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej energii elektrycznej z biomasy objętej aukcyjnym systemem wsparcia w latach 2018-2020

Źródło: opracowanie własne NIK na podstawie danych URE.

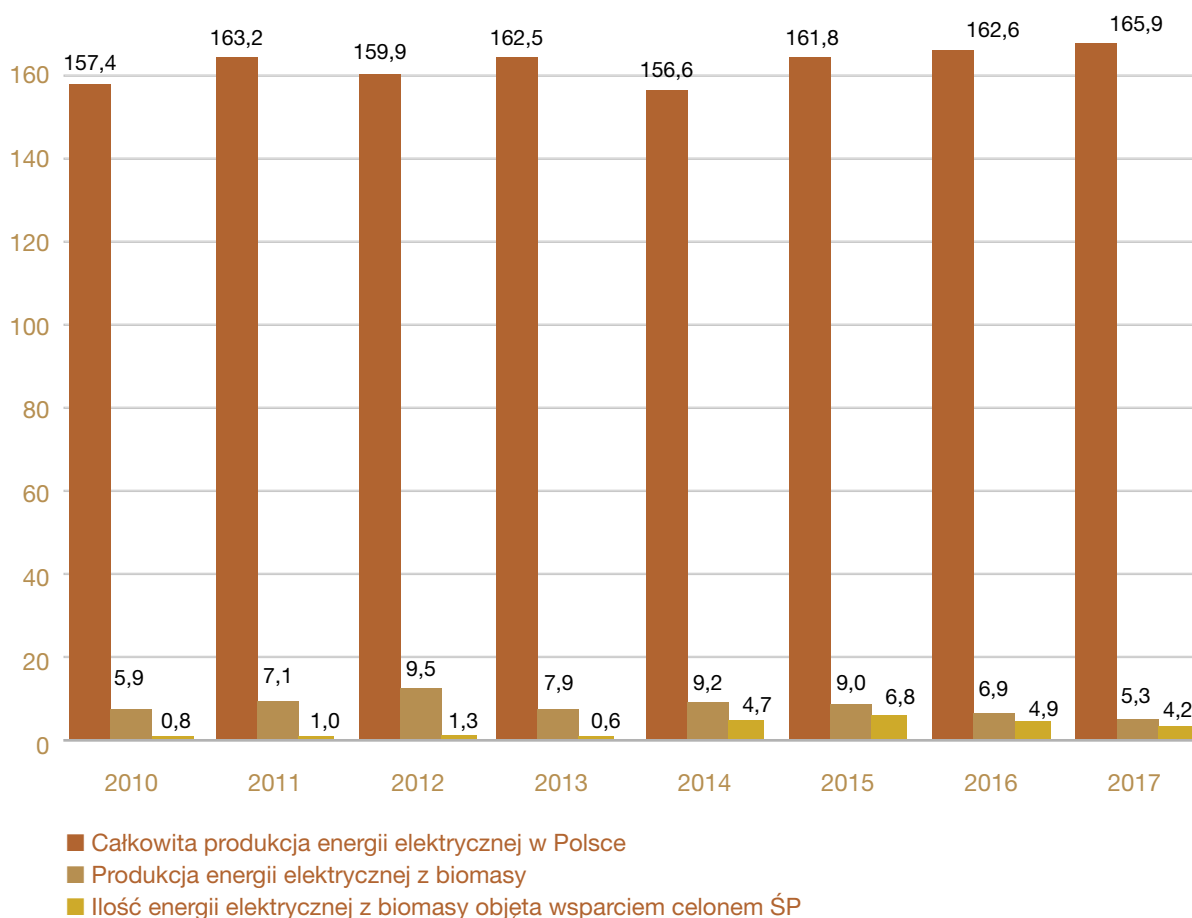
Ilość energii elektrycznej wytworzonej z biomasy i objętej wsparciem w postaci świadectwa pochodzenia w latach 2018-2020 [TWh]



- Całkowita produkcja energii elektrycznej
- Produkcja energii elektrycznej z biomasy
- Ilość energii elektrycznej z biomasy objęta wsparciem w formie ŚP

Źródło: opracowanie własne NIK na podstawie danych URE.

Produkcja energii elektrycznej w latach 2010-2017 [TWh]



Źródło: opracowanie własne NIK na podstawie danych GUS i URE.

S.A., Enea Elektrownia Połaniec S.A., Energa Elektrownie Ostrołęka S.A. Na ocenę tę złożyły się m.in. wnoszone do budżetu państwa opłaty koncesyjne obliczane i regulowane zgodnie z ustawą Prawo Energetyczne oraz wg zasad wskazanych w rozporządzeniu Rady Ministrów w sprawie opłaty koncesyjnej; stosowane procesy technologiczne; kompletność wniosków o wydanie świadectw pochodzenia i dane znajdujące potwierdzenie w dokumentacji spółek dotyczące wartości opałowych zużytej biomasy oraz ilość wytworzonej energii elektrycznej mierzonej zgodnie z wymogiem określonym w ustawie o OZE.

Jak stwierdziła NIK, Prezes URE nie weryfikował złożonych przez poszczególnych wytwórców

oświadczeń, bo nie miał takich uprawnień. Tymczasem ustalenia kontroli wskazują na występowanie ryzyka wykorzystywania do produkcji energii biomasy niespełniającej wymogów określonych w koncesjach.

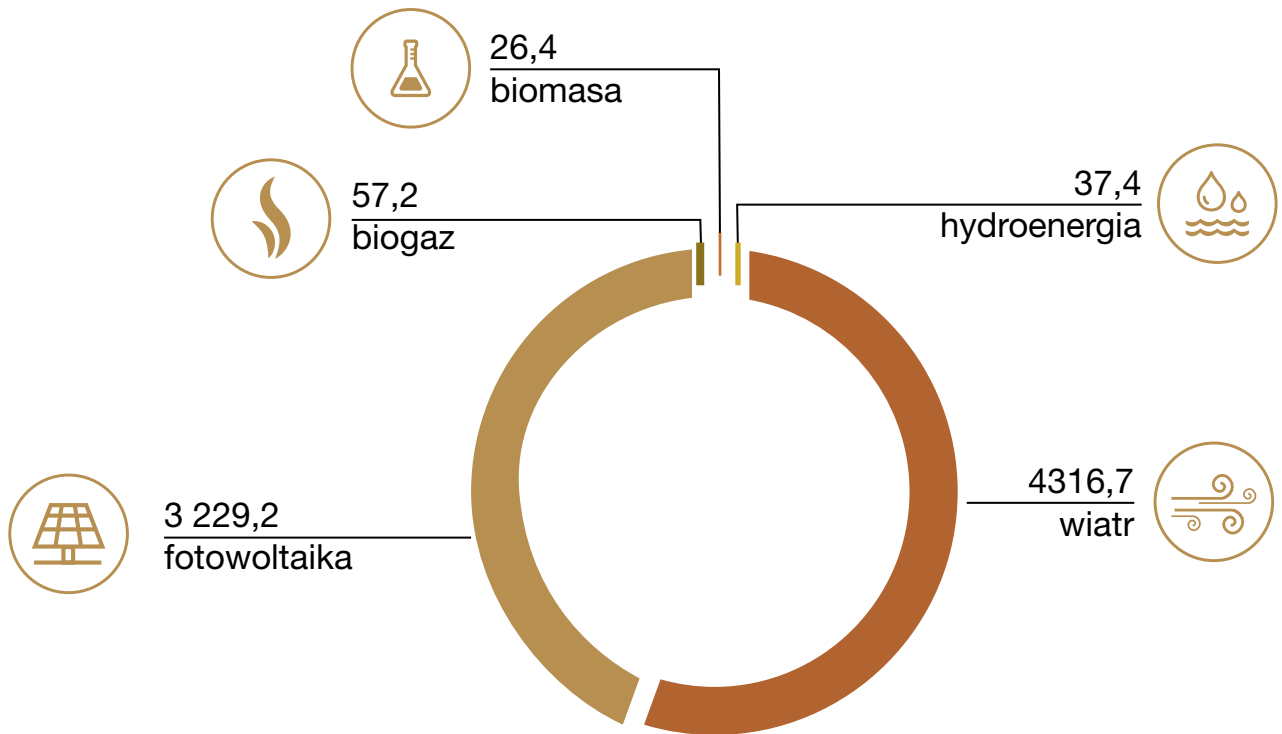
AUKCJE – NIEWYKORZYSTANY INSTRUMENT WSPARCIA

Kolejnym instrumentem wsparcia dla OZE miał być system aukcyjny, wprowadzony ustawą o OZE. Miał też zapewnić konkurencyjność podmiotów przystępujących do aukcji, a przez to zmaksymalizować korzystne ceny energii elektrycznej. W okresie objętym kontrolą zorganizowano dziewięć aukcji, z których sześć pozostało nierozstrzygniętych z uwagi na złożenie mniej niż trzech ważnych ofert. W w/w aukcjach

wzięło udział dziewięciu wytwórców, którzy w kolejnych latach zaoferowali do sprzedaży 6 905 361,018 MWh (w 2018 r.), 3 561 973,62 MWh (w 2019 r.) oraz 3 231 605,600 MWh (w 2020 r.). Zadeklarowana tą drogą energia nie znalazła jednak nabywców.

Do 31 grudnia 2020 r. w ramach rozstrzygniętych aukcji zakontraktowano instalacje o łącznej mocy co najmniej 7667 MW, przy czym ponad 98% z tego, dotyczyło źródeł produkujących energię elektryczną z wiatru, bądź promieni słonecznych (instalacje biomasowe o mocy 26,4 MW stanowiły jedynie 0,3% całej zakontraktowanej mocy). Jak wskazuje NIK, aukcje skutecznie promują rozwój technologii wiatrowej i fotowoltaicznej. Ich popularność w branżach

Udziały poszczególnych technologii, które zwyciężyły w aukcjach za lata 2016-2020 [MW]



Źródło: opracowanie własne NIK na podstawie danych URE.

biogazowej, hydroenergetycznej i biomasowej jest minimalna. Żaden ze skontrolowanych, wspomnianych wyżej wytwórców nie przewidywał uczestnictwa w aukcjach na sprzedaż wytworzonej przez siebie energii elektrycznej z biomasy, głównie z powodów ekonomicznych – nieprzewidywalność rynku biomasy (duże wahania cenowe, brak jednolitej polityki w zakresie rozwoju paliw biomasowych) skutkująca brakiem możliwości zabezpieczenia kontraktów z dostawcami na okres wytwarzania energii sprzedanej w wyniku aukcji. W ocenie NIK, minister odpowiedzialny za sprawy związane z rozwojem i wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii, nie podjął w latach 2018-2020 skutecznych działań, które zwiększyłyby atrakcyjność systemu aukcyjnego dla instalacji OZE charakteryzujących się stabilnością produkcji

energii oraz dyspozycyjnością źródła (w tym z biomasy). Z kolei zdaniem Prezesa URE zwiększenie zainteresowania pozyskaniem energii wytworzonej z biomasy wymaga skonstruowania parametrów aukcyjnych dla uzyskania jak największej liczby ofert, co wymaga większego uwzględnienia uwarunkowań rynkowych.

GWARANCJE POCHODZENIA

Kolejnym instrumentem służącym w promowaniu odnawialnych źródeł energii są tzw. gwarancje pochodzenia wydawane przez Prezesa URE na wniosek wytwórcy energii elektrycznej. W badanym okresie Prezes URE wydał 305 gwarancji pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej z biomasy, które obejmowały 12 744 707 MWh.

WNIOSKI

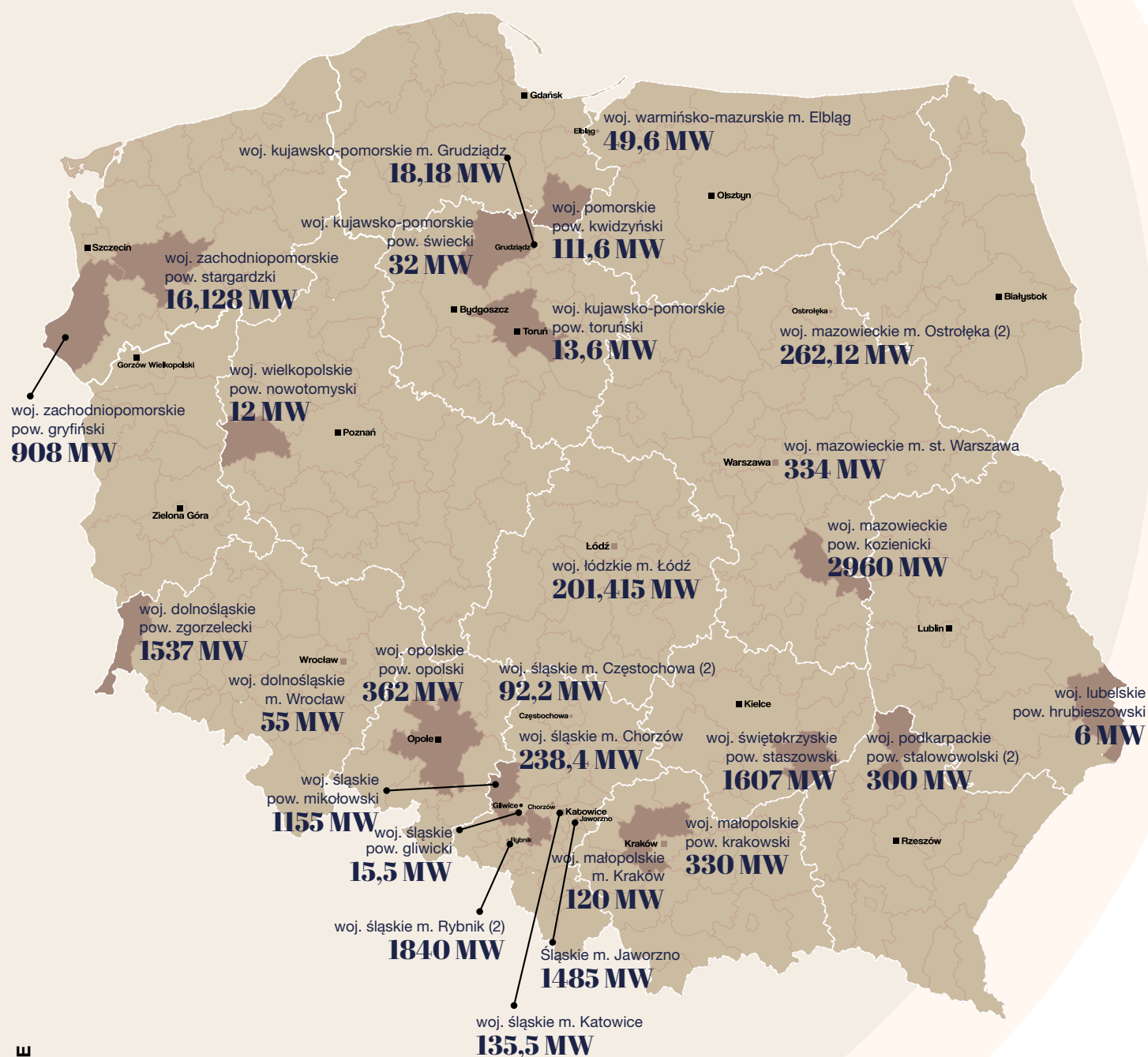
Po kontroli NIK zwróciła się do Ministra Klimatu i Środowiska o:

- ✓ zwiększenie skuteczności dostępnych mechanizmów i instrumentów wsparcia dla instalacji OZE charakteryzujących się stabilnością produkcji energii oraz dyspozycyjnością źródła;
- ✓ zintensyfikowanie działań w celu ograniczenia opóźnień w procesie implementacji przepisów dyrektywy RED II do krajowego porządku prawnego.

Do Prezesa URE skierowano wniosek o podjęcie działań w celu zapewnienia adekwatnej kontroli zarządczej, w szczególności w zakresie dokumentowania korespondencji w ramach prowadzonych postępowań oraz przestrzegania obowiązujących terminów wydawania gwarancji pochodzenia energii elektrycznej i zaświadczeń o dopuszczeniu do aukcji, zgodnie z przepisami ustawy o OZE.

Oprac. Beata Klimczak

Instalacje współspalające biomasę lub biogaz z innymi paliwami (stan na 31.12.2021 r. z aktualizacją na 12.04.2022 r.)



32 instalacje

1419,243 MW

The map displays the following wind power potential data:

Voivodeship	County	Potential (MW)
Woj. pomorskie	pow. lęborski	1,400
Woj. pomorskie	pow. gdański	0,950
Woj. zachodniopomorskie	m. Szczecin (2)	91,481
Woj. zachodniopomorskie	pow. stargardzki	0,540
Woj. zachodniopomorskie	pow. walecki	7,230
Woj. zachodniopomorskie	pow. myśliborski	5,800
Woj. lubuskie	pow. gorzowski	1,670
Woj. wielkopolskie	pow. międzychodzki	1,862
Woj. lubuskie	m. Zielona Góra	1,800
Woj. wielkopolskie	m. Poznań (2)	81,000
Woj. wielkopolskie	pow. ostrowski	1,800
Woj. dolnośląskie	pow. wrocławski	110,000
Woj. dolnośląskie	pow. dzierzoniowski	1,240
Woj. śląskie	m. Zabrze	76,500
Woj. śląskie	m. Ruda Śląska	0,210
Woj. śląskie	pow. pszczyński	0,045
Woj. śląskie	m. Jaworzno	50,000
Woj. kujawsko-pomorskie	pow. świecki (3)	169,825
Woj. kujawsko-pomorskie	pow. bydgoski	13,800
Woj. kujawsko-pomorskie	pow. inowrocławski	4,200
Woj. mazowieckie	miasto Łódź	59,000
Woj. mazowieckie	pow. łódzkie m. Łódź	0,260
Woj. mazowieckie	pow. płoński	2,200
Woj. mazowieckie	pow. sochaczewski	0,995
Woj. mazowieckie	m.st. Warszawa (2)	172,600
Woj. mazowieckie	pow. żyrardowski	0,200
Woj. świętokrzyskie	m. Kielce	6,709
Woj. świętokrzyskie	pow. włoszczowski (2)	6,460
Woj. świętokrzyskie	pow. kielecki	0,045
Woj. małopolskie	m. Kraków (2)	20,260
Woj. małopolskie	m. Tychy	40,000
Woj. podkarpackie	m. Rzeszów	8,993
Woj. podkarpackie	m. Krosno	1,400
Woj. podkarpackie	pow. bieszczadzki	1,400
Woj. warmińsko-mazurskie	m. Elbląg	25,000
Woj. warmińsko-mazurskie	pow. olecki	2,400
Woj. warmińsko-mazurskie	pow. elcki	0,824
Woj. podlaskie	pow. grajewski	0,628
Woj. podlaskie	m. Białystok (2)	87,505
Woj. podlaskie	pow. bielski	5,408

RAPORT BIOMASA W POLSCE

55 instalacii
1512,305 MW

Potencjał rynku biomasy w Polsce

OD POCZĄTKU 2022 ROKU OBSERWUJEMY NAGŁE ZMIANY NA RYNKU SUROWCOWYM, KTÓRE OKAZUJĄ SIĘ BARDZO KORZYSTNE DLA RYNKU BIOMASY W NASZYM KRAJU I REGIONIE GEOGRAFICZNYM. CZAS UCHWYCIĆ SKALĘ ORAZ MOŻLIWOŚCI, BY ZROZUMIEĆ ZASADNOŚĆ DALSZYCH INWESTYCJI I POSZUKIWAŃ SUROWCA W KONKRETNICH REGIONACH.

Paweł Jamrożek, Audytor inwestycyjny

Mimo wielu lat wykorzystywania biomasy w energetyce i ogromu opracowań, wciąż brakuje w kraju jednolitej bazy w zakresie dostępności surowca biomasowego. Tak jak wiele jest definicji samego surowca, w większości zbieżnych, tak dużo powstało opracowań naukowych oraz profesjonalnych, przygotowanych na zlecenie zainteresowanych firm i inwestorów.

DEFINICJA BIOMASY

Jak zwykle punktem wyjścia jest definicja samej biomasy. Tu z pomocą przychodzi Unijny System Handlu Emisjami EU ETS oraz powiązane z nim Rozporządzenie w sprawie monitorowania i raportowania – wytyczne dotyczące kwestii związanych z biomasą w EU ETS. Tłumaczenie dostępne na stronie KOBIZE [1].

” **Krajowy potencjał słomy wynosi ponad 34 miliony ton, z czego jedynie około 30% przeznaczają się na potrzeby utrzymania zwierząt**

Zrozumiałe teraz jest, dlaczego trudno odnaleźć całościowe opracowanie na temat dostępnej biomasy w Polsce. Na potrzeby dostatecznie szczegółowej analizy, skoncentrujemy się na roślinach i częściach roślin (patrz tabela 1 s. 26 - Grupa 1) i odpadach biomasy, produktach ubocznych i pozostałościach (Grupa 2).

GRUPA 1 – ROŚLINY I CZĘŚCI ROŚLIN

Produkcja roślinna to przede wszystkim gospodarstwa rolne. Polska jest wyjątkowo zróżnicowana pod tym względem, jednak da się zaobserwować pewne prawidłowości. W Polsce aż 85% gospodarstw rolnych ma powierzchnię poniżej 15 ha, zgodnie z danymi GUS. Największe gospodarstwa znajdują się na północy i zachodzie kraju (województwa lubuskie, pomorskie, zachodniopomorskie, warmińsko-mazurskie), a największe





rozdrobienie obejmuje Małopolskę oraz Podkarpacie. Co ciekawe, większość Polaków sądzi, że gospodarstwa rolne są większe, niż w rzeczywistości. Krajowa średnia wielkość powierzchni gruntów rolnych w gospodarstwie rolnym (dane za rok 2022 [2]) wynosi 11,32 ha.

1.1 SŁOMA

Biorąc pod uwagę poszczególne obszary produkcji roślinnej,

najpowszechniejszym źródłem biomasy z produkcji roślinnej jest słoma. Najbardziej upowszechniona jest słoma pszenicy ozimej, żyta oraz pszenżyta ozimego. Krajowy potencjał słomy wynosi ponad 34 miliony ton, z czego jedynie około 30% przeznacza się na potrzeby utrzymania zwierząt. Reszta pozostaje dostępna na potrzeby nawożenia (pozostawienia na polu) oraz

energetyczne. Słoma w formie białej wykorzystywana jest głównie na potrzeby lokalnych ciepłowni (w promieniu do 120-150 kilometrów). Największe zasoby surowca są zlokalizowane na terenie gmin na zachodzie i północy kraju (w tym województwa wielkopolskie, lubuskie, zachodniopomorskie i dolnośląskie). Szczegóły obrazuje rysunek 1 oraz 3 s. 32.

TAB. 1. MATERIAŁY UZNAWANE ZA BIOMASĘ – W MYŚL KRYTERIÓW ZRÓWNOWAŻONEGO ROZWOJU, DYREKTYW RES (O ODNAWIALNYCH ŹRÓDŁACH ENERGII) ORAZ MRR (W SPRAWIE MONITOROWANIA I RAPORTOWANIA).

Grupa 1	Grupa 2	Grupa 3	Grupa 4
Rośliny i części roślin	Odpady biomasy, produkty uboczne i pozostałości	Biomasowe frakcje materiałów mieszanych	Paliwa, których wszystkie składniki i produkty pośrednie zostały wyprodukowane z biomasy
– słoma; – siano i trawa; – liście, drewno, korzenie, pnie, kora; – uprawy np. kukurydza i pszenżyto.	– przemysłowe odpady drewniane (odpady drzewne z obróbki drewna i procesów przetwarzania drewna oraz drewno odpadowe z działalności w przemyśle materiałowym drzewnych); – zużyte drewno (zużyte produkty złożone z drewna, materiałów drewnianych) i produktów ubocznych z procesów przeróbki drewna; – odpady pochodzenia drzewnego z przemysłu celulozowego i papierniczego np. ług czarny (jedynie z węglem pierwiastkowym pochodzenia biomasowego); – surowy olej talowy, olej talowy oraz olej smołowy z produkcji celulozy; – pozostałości z leśnictwa; – lignina z przetwarzania roślin zawierających lignocelulozę; – mączka zwierzęca, rybna i spożywcza, tłuszcz, olej, łój; – osady pierwotne z produkcji żywności i napojów; – oleje roślinne i tłuszcze; – nawozy; – pozostałości roślin rolniczych; – osady ściekowe; – biogaz wytwarzany podczas trawienia, fermentacji lub zgazowania biomasy; – szlam portowy oraz inne szlamy i osady zbiorników wodnych; – gaz wysypiskowy; – węgiel drzewny; – guma lub lateks pochodzenia naturalnego.	– frakcja biomasy pochodząca z ładunku zbieranego z powierzchni zbiorników wodnych w ramach ich użytkowania; – frakcja biomasy z pozostałości mieszanych z produkcji żywności i napojów; – frakcja biomasy z kompozytów zawierających drewno; – frakcja biomasy z odpadów włókienniczych; – frakcja biomasy z papieru, tektury, kartonu; – frakcja biomasy z odpadów komunalnych i przemysłowych; – frakcja biomasy ługu czarnego zawierająca węgiel kopalny; – frakcje biomasy przetworzonych odpadów komunalnych i przemysłowych; – frakcja biomasy z eteru etylo-wo-tert-butyłowego (ETBE); – frakcja biomasy z butanolu; – frakcja biomasy ze zużytych opon pochodząca z naturalnych gum i włókien.	– bioetanol; – biodiesel; – eteryzowany biometanol; – biometanol; – biodimetyloeter; – bioolej (piroliza paliwa olejowego) i biogaz; – hydrolizowane oleje roślinne (HVO).

Dla wszystkich materiałów wymienionych powyżej należy wziąć pod uwagę czy mają zastosowanie kryteria zrównoważonego rozwoju Dyrektywy RES. Na obecnym etapie kryteria te mają zastosowanie tylko dla biopaliw i biopłynów – jak to zostało zdefiniowane w Dyrektywie RES i MRR. Jeżeli kryteria zrównoważonego rozwoju mają zastosowanie, materiał kwalifikuje się jako biomasa w rozumieniu MRR (tzn. ze współczynnikiem emisji równym zero) wyłącznie, jeżeli dostarczy się dowody potwierdzające spełnianie zrównoważonych kryteriów.

1.2 SIANO

Drugim najbardziej upowszechnionym źródłem biomasy rolnej jest siano.

Poza wykorzystaniem energetycznym, jest używane jako pasza dla bydła w udziale ogólnym 20% siana pochodzącego z trwałych użytków zielonych.

Do najbardziej zasobnych regionów zaliczają się województwa: podkarpackie (7354 TJ/rok) i małopolskie (4778 TJ/rok). Najmniej perspektywiczne w zakresie dostępności siana pozostają województwa: kujawsko-pomorskie (196 TJ/rok), opolskie (289 TJ/rok) i łódzkie (644 TJ/rok). Szczegóły rys. 2 i 4 s. 32.

1.3 ZAGAJNIKI KRÓTKIEJ ROTACJI

Ostatecznie, trzecim ważnym źródłem biomasy są uprawy wieloletnie, tzw. zagajniki krótkiej rotacji oparte o wybrane klony, wierzy i topole energetyczne. W 2010 roku ich powierzchnia wynosiła około 8115 ha. Bazując na Rejestrze Upraw Agencji Restrukturyzacji i Modernizacji Rolnictwa, do roku 2021 ich powierzchnia podwoiła się i wynosiła 16384 ha. Szczegółowe rozbieżności przedstawia Tabela 3. Co ciekawe, tylko warmińsko-mazurskie, zachodniopomorskie i podkarpackie przekraczają wciąż symboliczny udział 0,4% zagajników na tle użytków rolnych ogółem. Na terenie pozostałych 13 województw udział zagajników wynosi średnio 0,1% dostępnych użytków rolnych, co stanowi o wielkim potencjale rozwojowym. Szczegóły przedstawia tabela 3 s. 30.

GRUPA 2 – ODPADY BIOMASY, PRODUKTY UBOCZNE I POZOSTAŁOŚCI

2.1 WYCINKA LASÓW ORAZ SEKTOR DRZEWNY

Sytuacja wydaje się jeszcze bardziej zróżnicowana i ciekawa w ramach grupy 2. Ważnym źródłem biomasy są tutaj bezpośrednio lasy oraz pośrednio przemysł drzewny. To ważne, gdyż krajowe zalesienie stopniowo zwiększa się, obecnie wynosi ponad 30%. Bazując na Narodowym Programie Zwiększania Lesistości w 2050 roku lasy mają stanowić

TAB. 2. ŚREDNIA WIELKOŚĆ (HA) GOSPODARSTW ROLNYCH W ODNIESIENIU DO POSZCZEGÓLNYCH WOJEWÓDZTW

Jednostka podziału administracyjnego kraju	Średnia wielkość powierzchni gruntów rolnych w gospodarstwie rolnym w 2021 roku (w hektarach)
województwo dolnośląskie	18,00
województwo kujawsko-pomorskie	17,01
województwo lubelskie	8,16
województwo lubuskie	23,03
województwo łódzkie	8,10
województwo małopolskie	4,28
województwo mazowieckie	8,90
województwo opolskie	19,66
województwo podkarpackie	5,10
województwo podlaskie	12,73
województwo pomorskie	20,16
województwo śląskie	8,45
województwo świętokrzyskie	23,63
województwo warmińsko-mazurskie	23,55
województwo wielkopolskie	14,41
województwo zachodniopomorskie	32,80

ŹRÓDŁO: ARIMR, 2022



Ważnym źródłem biomasy są lasy oraz pośrednio przemysł drzewny. W 2050 roku lasy mają stanowić ponad 33% powierzchni kraju

TAB. 3. UDZIAŁ (HA, %) ZAGAJNIKÓW KRÓTKIEJ ROTACJI W POSZCZEGÓLNYCH WOJEWÓDZTWACH W ROKU 2021.

Województwo	Użytki rolne (ha)	Zagajnik o krótkiej rotacji (ha)	Udział województwa na tle kraju (%)
POLSKA	14 203 741,55	16 383,97	-
warmińsko-mazurskie	1 090 840,43	3 934,09	24%
zachodniopomorskie	922 260,88	3 733,63	23%
podkarpackie	550 389,89	2 075,83	13%
pomorskie	734 306,72	1 437,93	9%
dolnośląskie	911 829,85	848,6	5%
lubuskie	446 017,56	735,63	4%
łódzkie	946 055,01	617,93	4%
wielkopolskie	1 629 145,32	526,6	3%
lubelskie	1 366 313,76	498,33	3%
mazowieckie	1 745 261,35	489,9	3%
podlaskie	1 019 664,09	416,14	3%
świętokrzyskie	500 262,94	380,34	2%
kujawsko-pomorskie	1 005 209,95	250,85	2%
małopolskie	477 769,44	177,35	1%
śląskie	342 794,37	173,42	1%
opolskie	515 619,99	87,4	1%

” Ilość energii możliwa do pozyskania rocznie z odpadowego drewna pochodzącego z krajowych lasów wynosi około 87,8 PJ/rok

ponad 33% powierzchni kraju [5]. Bazując na danych GUS, objętość drewna pozyskiwanego każdego roku z prywatnych i państwowych lasów wynosi ponad 40,9 mln m³ [6]. Energia możliwa do pozyskania rocznie z odpadowego drewna powstającego podczas wycinki lasów i obróbki drewna w przemyśle drzewnym w Polsce dostępna jest najszerzej w województwach północnych i zachodnich (rysunek

5). Ilość energii możliwa do pozyskania rocznie z odpadowego drewna pochodzącego z krajowych lasów wynosi około 87,8 PJ/rok, z czego największym potencjałem odznaczają się województwa posiadające najwyższą lesistość, czyli odpowiednio:

- zachodniopomorskie (10,1 PJ/rok),
- warmińsko-mazurskie (8,3 PJ/rok),
- wielkopolskie (7,7 PJ/rok),
- lubuskie (7,4 PJ/rok),



- dolnośląskie (7,3 PJ/rok),
- pomorskie (7,1 PJ/rok).

2.2 SADY

Bazując na informacjach GUS, łączna powierzchnia upraw sadowniczych w Polsce wynosi ponad 376 tys. ha. Biomasa w postaci drewna z sadów pochodzi zarówno z karczowania, jak i z prac pielęgnacyjnych (np. cięcie

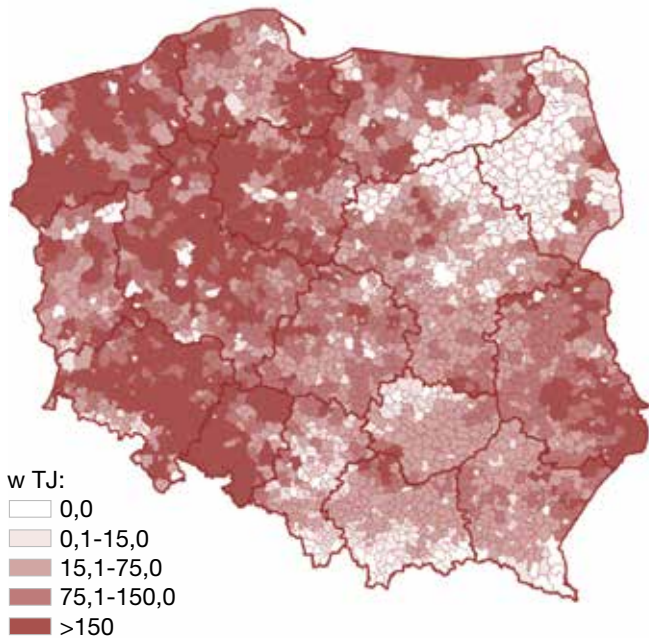
gałęzi). Ponadto, ilość biomasy powstającej rocznie w ramach prac pielęgnacyjnych waha się, w zależności od wieku i gatunku drzew, od 4 do 10 Mg/(ha/rok), tj. w przybliżeniu średnio 7 Mg/(ha/rok). Rysunek 6 przedstawia podział na województwa w ramach energii możliwej do pozyskania z sadów w Polsce (biomasa w formie drewna odpadowego). Podsumowując, łączna ilość energii możliwa

do pozyskania rocznie z odpadowego drewna z sadów w Polsce to około 10,9 PJ/rok, z czego regionami z największym potencjałem są województwa mazowieckie (3,5 PJ/rok), lubelskie (2,4 PJ/rok), łódzkie (1,3 PJ/rok) oraz świętokrzyskie (1,3 PJ/rok).

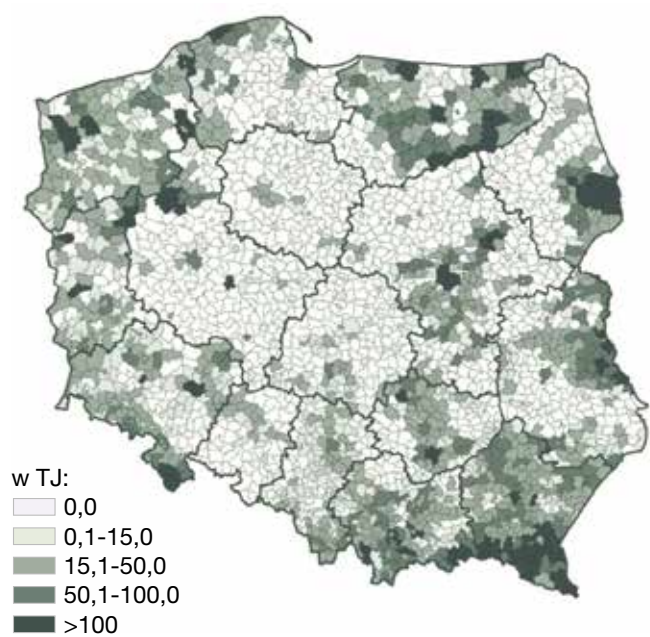
2.3 DREWNO ODPADOWE Z DRÓG

Efekt skali powoduje, że potencjał biomasy odpadowej z obszarów

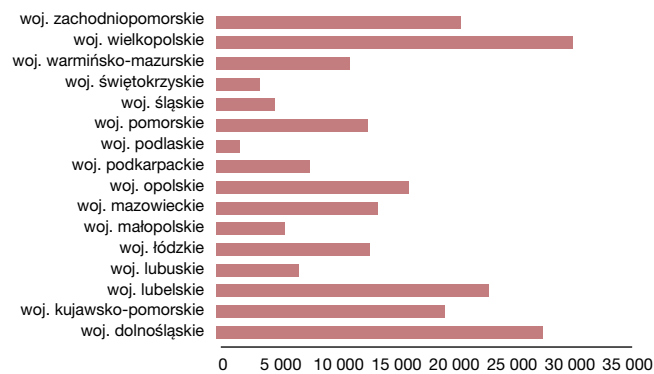
RYS. 1. POTENCJAŁ ENERGETYCZNY SŁOMY [3]



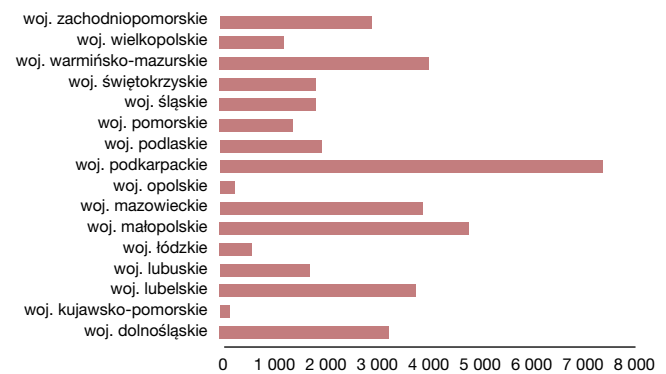
RYS. 2. POTENCJAŁ ENERGETYCZNY SIANA [4]



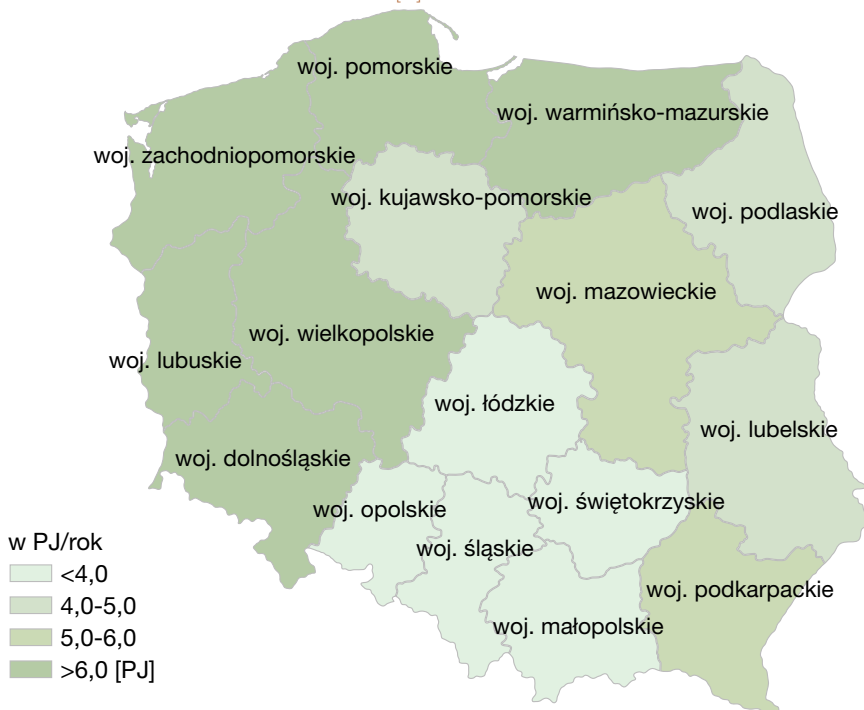
RYS. 3. POTENCJAŁ ENERGETYCZNY SŁOMY



RYS. 4. POTENCJAŁ ENERGETYCZNY SIANA



RYS. 5. POTENCJAŁ POZYSKANIA ENERGII Z WYCINKI LASÓW ORAZ OBRÓBKĄ DREWNA [7]



przydrożnych jest znaczący. Nadal praktykuje się w Polsce sadzenie drzew wzdłuż dróg różnych kategorii (gminne, powiatowe i in). GUS przyjmuje łączną długość dróg w kraju na poziomie 294 tysięcy kilometrów⁹. Różnice między dostępnością biomasy tego typu nie są szczególnie znaczne, jednak wciąż do regionów z największym wolumenem surowca należą mazowieckie (378 TJ/rok) oraz wielkopolskie (295 TJ/rok). Kumulatywna ilość energii do pozyskania z przydrożnego drewna odpadowego wynosi 3002 TJ/rok (tj. 3 PJ/rok).

Bieżące zmiany na rynkach surowcowych mają znaczący wpływ na wzrost zainteresowania biomasą wszystkich czterech wymienionych wcześniej grup. W przeciwieństwie do

innych odnawialnych źródeł energii, biomasa jest dostępna 24/7 oraz pozwala wypełnić lukę powstającą po odejściu węgla czy gazu ziemnego. Co ciekawe, technicznie możliwa jest konwersja większości kotłów węglowych na biomasowe. Tutaj zmianie musi podlegać głównie system podawania paliwa (z uwagi m.in. na kwestie bezpieczeństwa), należy także skalibrować parametry procesu spalania.

Zwrócić uwagę należy też na potencjał biomasy rolnej, m.in. w kierunku regionalnej dostępności słomy oraz siana. Ponadto, mocno niewykorzystane są możliwości upraw zagajników wieloletnich, których średni udział w użytkach rolnych ogółem wynosi niecałe 0,13%. Brak na tym polu modeli kontraktacji, źródeł finansowania oraz know-how pozwalającego rolnikom osiągać przewidywalne plony. Mimo to udział upraw tego typu może znacząco wzrosnąć z najbliższych lat.

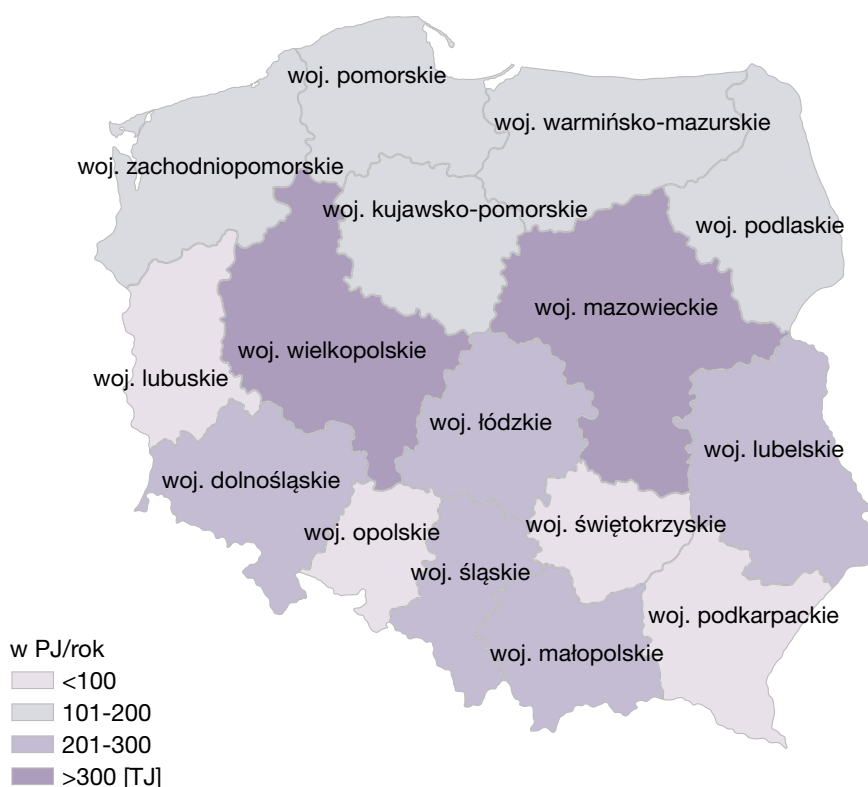
PRZYPISY:

1. https://www.kobize.pl/uploads/materialy/materialy_do_pobrania/monitorowanie_raportowanie_weryfikacja_emisji_w_eu_ets/Wytyczne%20nr%203%20-%20Kwestie%20zwiazane%20z%20biomasa%20w%20ramach%20EU%20ETS.pdf.
2. <https://www.gov.pl/web/arimr/sredniapowierzchnia-gospodarstw-w-2021-roku>.
3. Z. Jarosz, IUNG – PIB w Puławach, 2017. Zeszyty Naukowe Szkoły Głównej Gospodarstwa Wiejskiego w Warszawie, Problemy Rolnictwa Światowego, tom 17 (XXXII), zeszyt 2, 2017: 81–92 DOI: 10.22630/PRS.2017.17.2.28.
4. Idem.
5. Ministerstwo Środowiska, Krajowy Program Zwiększenia Lesistości, Warszawa 2003.
6. GUS, Leśnictwo 2017, Warszawa 2017.
7. B. Igliński, M. Cichosz, M. Skrzatek, R. Buczkowski, Potencjał techniczny odpadowej biomasy stałej na cele energetyczne w Polsce, Inżynieria i Ochrona Środowiska 2018, 22(1), 109–118.
8. Idem.
9. GUS, Rocznik statystyczny województw, Warszawa 2017.

RYS. 6. POTENCJAŁ POZYSKANIA DREWNA ODPADOWEGO Z SADÓW



RYS. 7. POTENCJAŁ POZYSKANIA DREWNA ODPADOWEGO Z DRÓG



Aspekt regulacyjny wykorzystania biomasy

GŁÓWNYM DOKUMENTEM, KTÓRY OKREŚLA M.IN. WIĄŻĄCY UNIJNY CEL W ODNIESIENIU DO CAŁKOWITEGO UDZIAŁU ENERGII Z OZE W KOŃCOWYM ZUŻYCIU ENERGII BRUTTO, JEST DYREKTYWA PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY Z 11.12.2018 R., CZYLI TZW. RED II. USTANAWIA ONA ZASADY DOTYCZĄCE WSPARCIA FINANSOWEGO NA RZECZ ENERGII ELEKTRYCZNEJ ZE ŹRÓDEŁ ODNAWIALNYCH ORAZ DOTYCZĄCE JEJ PROSUMPCJI I WYKORZYSTANIA W SEKTORZE OGRZEWANIA I CHŁODZENIA ORAZ TRANSPORTU, GWARANCJI POCHODZENIA, PROCEDUR ADMINISTRACYJNYCH, A TAKŻE OKREŚLA KRYTERIA ZRÓWNOWAŻONEGO ROZWOJU I OGRANICZANIA EMISJI GAZÓW CIEPLARNIANYCH DLA BIOPALIW, BIOPŁYNÓW I PALIW Z BIOMASY.

Anna Litwinowicz-Krakus

Główny specjalista ds. Regulacji, Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o.

Bogusław Regulski

Wiceprezes Zarządu, Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie

Jeśli energia z biopaliw, biopłynów i paliw z biomasy spełnia tzw. kryteria zrównoważonego rozwoju (KZR) oraz kryteria ograniczania emisji gazów cieplarnianych określone w art. 29 ust. 2-7 i 10 Dyrektywy RED II, uwzględnia się ją jako wkład w realizację wiążącego ogólnego celu unijnego na 2030 rok oraz uznaje się, że spełnia obowiązek procentowego udziału energii odnawialnej w końcowym zużyciu energii w sektorze energetyki, a także kwalifikuje się ją





” W przypadku, gdy biomasa wykorzystywana do spalania nie spełnia kryteriów zrównoważonego rozwoju to węgiel pierwiastkowy w niej zawarty uznaje się za kopalny

do wsparcia finansowego, o którym mowa w w/w dyrektywie. Dyrektywa RED II rozszerza rodzaje odnawialnych źródeł energii objętych KZR o energię wytworzoną z paliw z biomasy stałej i biomasy gazowej produkowanej w instalacjach o całkowitej nominalnej mocy cieplnej wynoszącej co najmniej 20 MW w przypadku paliw stałych z biomasy, a 2 MW w przypadku paliw gazowych z biomasy.

Zgodnie z unijną dyrektywą RED II, od 2022 r. brak certyfikatu potwierdzającego spełnienie wymogów KZR oznacza, że nie można zaliczyć paliwa jako zeroemisyjnego. Wówczas instalacja musi płać za rzeczywistą emisję CO₂, która jest nieco wyższa niż w przypadku węgla. Przyjmuje się jednak, że CO₂ powstałe przy spalaniu biomasy jest zrównoważone przez CO₂, które roślina pobrała w procesie fotosyntezy. Warunek to zrównoważone pozyskanie biomasy. Co do zasady, obowiązek wykazywania kryteriów zrównoważonego rozwoju oraz ograniczania emisji gazów cieplarnianych dla biomasy przez podmioty objęte systemem EU ETS wynika z przepisów prawa unijnego, tj. art. 38 ust. 2 i 38 ust. 5 rozporządzenia wykonawczego Komisji (UE) 2018/2066 z dnia 19.12.2018 r. w sprawie monitorowania i raportowania w zakresie emisji gazów cieplarnianych na podstawie dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu

Europejskiego i Rady oraz zmieniającego rozporządzenie Komisji (UE) nr 2012/601. Obowiązek ten wszedł w życie w 1.01.2022 r. niezależnie od dyrektywy RED II i aktów wykonawczych wydanych na jej podstawie. Warto ponadto dodać, że rozporządzenie w przeciwieństwie do dyrektywy staje się wiążące automatycznie w całej Unii Europejskiej z dniem wejścia w życie i jest stosowane wprost, bez potrzeby jego implementacji. Spełnienie kryteriów zrównoważonego rozwoju i ograniczenia emisji gazów cieplarnianych pozwoli podmiotom objętym systemem EU ETS wykazywać w raportach o wielkości emisji składanych corocznie do Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami współczynnik „O” dla w/w paliw, co w konsekwencji przełoży się na konieczność umorzenia mniejszej ilości uprawnień do emisji w celu dokonania jej rozliczenia w ramach systemu EU ETS. W przypadku gdy biomasa wykorzystywana do spalania nie spełnia w/w kryteriów, węgiel pierwiastkowy w niej zawarty uznaje się za kopalny. Komisja Europejska zatwierdziła w kwietniu 2022 r. 13 systemów certyfikacji. Wśród nich są wszystkie te, które znajdują zastosowanie w praktyce na polskim rynku, czyli: ISCC EU, KZR INiG, REDcert EU i SURE. Każdy z nich może być wykorzystany do certyfikacji łańcucha dostaw biomasy, niemniej jednak występują pewne różnice w zakresie uznania każdego z nich (np. KZR INiG nie obejmuje certyfikacji biomasy leśnej - przy. red.).

Obecnie brak jest jednak przepisów krajowych wdrażających Dyrektywę RED II w powyższym zakresie. W lutym ubr. na stronach rządowych pojawił się projekt ustawy o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw. Założeniem było, aby znowelizowana ustawa weszła w życie z dniem 1 stycznia 2023 roku. Nowelizacja implementuje swoją treścią wytyczne Dyrektywy RED II. Spełnienie wymogów w zakresie kryteriów zrównoważonego rozwoju poprzez certyfikację będzie od tego roku

obowiązywało wytwórców i dostawców biomasy.

Należy nadmienić, że z uwagi na opóźnienia Komisji Europejskiej w zakresie wydania aktów wykonawczych do dyrektywy RED II, KE wystąpiła z inicjatywą zmiany rozporządzenia Komisji (UE) 2018/2066 w zakresie możliwości przesunięcia daty powstania obowiązku wykazywania kryteriów zrównoważonego rozwoju i ograniczania emisji gazów cieplarnianych określonych w art. 29 ust. 2–7 i ust. 10 dyrektywy (UE) 2018/2001. 29 marca 2022 r. weszła w życie zmiana rozporządzenia wykonawczego (UE) 2018/2066 przewidująca możliwość przesunięcia do roku 2023 obowiązku wykazywania kryteriów zrównoważonego rozwoju oraz ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w odniesieniu



do biopaliw, biopłynów i paliw z biomasy wykorzystywanych do spalania przez podmioty objęte systemem EU ETS. Rozporządzenie to stwarza podstawę dla państw członkowskich lub właściwych organów, do uznania za spełnione kryteriów, o których mowa w art. 29 ust. 2-7 i ust. 10 dyrektywy 2018/2001 w stosunku do paliw z biomasy, biopłynów i biopaliw spalanych w okresie od 1 stycznia 2022 r. do 31 grudnia 2022. r. przez podmioty objęte systemem EU ETS.

Skorzystanie z tej możliwości będzie tożsame z przyjęciem, że emisja ze spalania w 2022 r. paliw z biomasy, biopłynów i biopaliw, raportowana w ramach systemu EU ETS, będzie traktowana jako zeroemisyjna bez konieczności wykazywania dowodów na spełnienie w/w kryteriów.

Ministerstwo Klimatu i Środowiska podjęło prace legislacyjne nad wprowadzaniem zmian w krajowym porządku prawnym w celu zwolnienia z obowiązku weryfikacji zgodności z kryteriami zrównoważonego rozwoju oraz ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w/w paliw w okresie od 1 stycznia do 31 grudnia 2022 r. Ustawa z dnia 7 lipca 2022 r. o zmianie ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz niektórych innych ustaw wprowadza artykułem 6 zmiany w ustawie z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych. Dzięki tej regulacji w okresie od dnia 1 stycznia 2022 r. do dnia 31 grudnia 2022 r. biopaliwa, biopłyny i paliwa z biomasy w rozumieniu art. 3 pkt 21a rozporządzenia Komisji (UE) 2018/2066,

wykorzystywane do spalania przez operatora statku powietrznego albo prowadzącego instalację, uznaje się za spełniające kryteria zrównoważonego rozwoju i ograniczania emisji gazów. Dodatkowo, ze względu na trudną sytuację na rynku biomasy, rząd Polski wprowadził ustawą z dnia 8 czerwca 2022 r. o zmianie ustawy o pomocy obywatelom Ukrainy w związku z konfliktem zbrojnym na terytorium tego państwa oraz niektórych innych ustaw czasową zmianę do ustawy o odnawialnych źródłach energii, polegającą na odstępstwie na okres od 1 sierpnia 2022 do 31 grudnia 2022 od obowiązku utrzymania minimalnego udziału wagowego biomasy pochodzenia rolniczego, w łącznym udziale wagowym spalanej biomasy (tzw. „obligo agro”).



Międzynarodowy aspekt rynku biomasy

WEDŁUG DANYCH Z SIERPNIA 2022 WZROST CEN ZRĘBKU WYNOSI 154% ROK DO ROKU I 92% OD POCZĄTKU ROKU. CENY BIOMASY KSZTAŁTUJĄ SIĘ NA POZIOMIE MIĘDZY 15 A 18 EUR/GJ DLA BASENU MORZA BAŁTYCKIEGO. PRZEWIDUJE SIĘ, ŻE CENY PELLETU DRZEWNEGO W SEZONIE 2022/2023 OSIĄGNĄ POZIOM 365-370 EUR/T [2], NATOMIAST PRODUCENCI NIECHĘTNIE DEKLARUJĄ DOSTĘPNE WOLUMENY PO WSPOMNIANYCH CENACH ZE WZGLĘDU NA BRAK DOSTĘPNOŚCI PALIW KOPALNYCH ORAZ ICH WYSOKIE KOSZTY, CO BEZPOŚREDNIO PRZEKŁADA SIĘ NA CENY BIOMASY.

Anna Litwinowicz-Krakus

Główny specjalista ds. Regulacji, Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o.

Bogusław Regulski

Wiceprezes Zarządu, Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie

Dostępność zrębki drzewnej pozostaje ograniczona ze względu na:

- a) wysokie ceny surowca drzewnego, oraz
- b) ograniczenie pracy tartaków ze względu na wysokie koszty energii elektrycznej.

Dodatkowym czynnikiem wpływającym na wzrost cen był wysoki poziom zapotrzebowania na biomasę i chęć zapełnienia magazynów na sezon grzewczy. Odczuwalny spadek importu biomasy nastąpił w drugiej połowie 2021 na skutek wprowadzenia unijnych sankcji na drewno z Białorusi, która była głównym kierunkiem importu biomasy na krajowy rynek. Kolejny spadek został odnotowany po rosyjskiej inwazji na Ukrainę pod koniec lutego 2022. Dostawcy i krajowi nabywcy biomasy twierdzą, że wzrost polskiego popytu i utrata dostaw z Białorusi oraz z Ukrainy do Polski spowodowały, że na rynku brakuje około 3,5 mln t/rok surowca. Dla innych państw dodatkowo dotkliwym okazał się zakaz importu drewna z Rosji (33% zapotrzebowania Europy w 2021 r.). Na stronie 39 przedstawiono

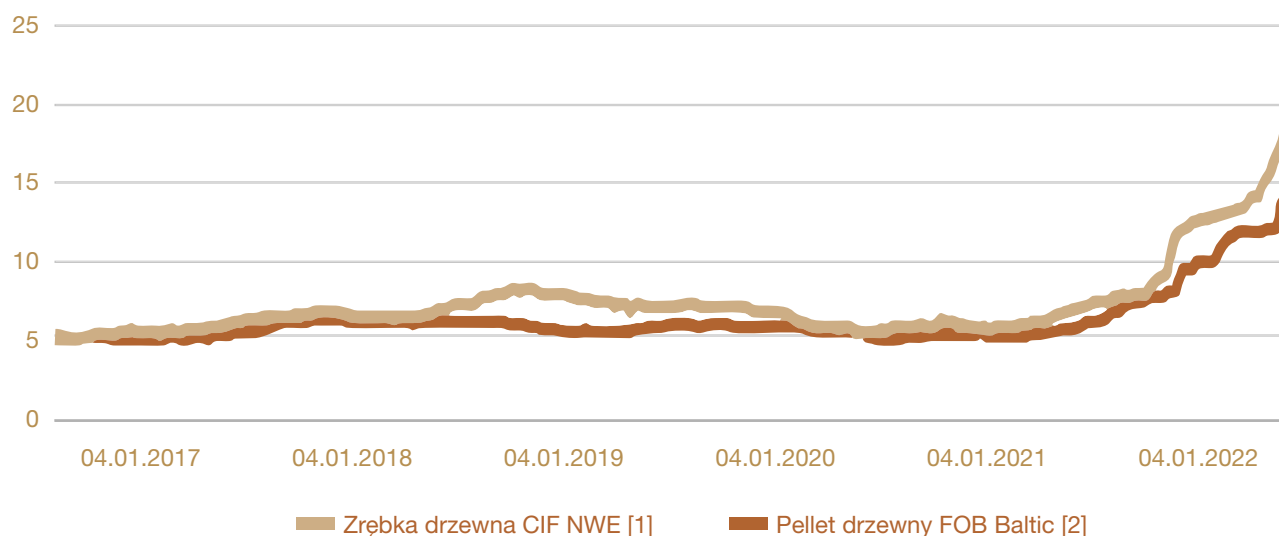
wykres, jak kształtowały się ceny biomasy – zrębki drzewnej i pelletu od 2017 roku.

Cena biomasy dedykowanej dla sektora energetycznego, oferowanej przez Lasy Państwowe, wzrosła czterokrotnie między sierpniem 2021 a lipcem 2022. Na polskim rynku dostępność biomasy pochodzenia rolniczego jest dramatycznie niska, dlatego można zauważyć zainteresowanie importem z odległych państw, a Polska poszukuje możliwości sprowadzenia łupek z orzecha palmy kokosowej (PKS) z Indonezji. Pierwsze kontrakty zostały podpisane w III kwartale 2022 r. (wolumen ok. 200 tys. ton). Z kolei Niemcy, Dania, Finlandia oraz Szwecja chcą pozyskiwać drewno z Kanady, Ameryki Południowej oraz Afryki Północnej. Niestety, transport biomasy z tych krajów rodzi pewne problemy. Bariera dla odbiorców w Europie jest konieczność przyjęcia jednorazowo bardzo dużej ilości ładunku transportowanego na statkach supramax czy panamax (50-80 tys. ton). Istnieje niewielu nabywców, którzy mogą przyjąć tak duże wolumeny

”Cena biomasy dla sektora energetycznego, oferowanej przez Lasy Państwowe, wzrosła czterokrotnie między sierpniem 2021 a lipcem 2022 roku

jednorazowo. Biomasa (zrębka drzewna) często jest niejednorodnym materiałem, który podczas długiego transportu czy składowania w nieodpowiednich warunkach jest wrażliwy na wdanie się pleśni i obniżenie jej jakości. Ceny frachtu dla zrębki drzewnej są wyższe niż dla pelletu drzewnego ze względu na większą zawartość wilgoci – co przekłada się bezpośrednio na wagę surowca i znacznie obniża

Zrębka drzewna vs. pellet drzewny (CIF NWE EUR/GJ)



opłacalność jego transportowania drogą morską.

Ponadto, na producentów z Ameryki Północnej nakładane są wysokie opłaty fitosanitarne, a dostawcy z Ameryki Południowej doświadczają dużej konkurencji w pozyskaniu biomasy ze strony przemysłu papierniczego. Możliwości magazynowania w polskich portach są ograniczone (obniżone z 30 do 21 dni), a ceny opłat portowych wzrosły rok do roku o blisko 30%. Port w Gdańsku aktualnie przeznaczony jest do odbioru węgla, dlatego odbiorcom biomasy pozostaje port w Szczecinie. Co więcej, ubezpieczenia i inne ryzyka finansowe są również wyższe w przypadku tak dużych ładunków zrębki drzewnej.

Reasumując, pomimo przewidywanych przez traderów w kilkuletniej perspektywie spadków ceny biomasy, trwający sezon grzewczy jest bardzo trudny, zarówno dla ciepłownictwa, jak i energetyki zawodowej. Ceny węgla na rynku europejskim wzrosły w ciągu pół roku ponad dwukrotnie, a jego dostępność na rynku krajowym jest ograniczona. Zastąpienie importu węgla z kierunków wschodnich poprzez dostawy morskie z innych kontynentów jest również ograniczone przepustowością portów morskich. W tej sytuacji

wielu odbiorców poszukuje alternatywy dla węgla, sięgając właśnie po biomasę. Z tego powodu luka importowa, określana na około 3,5 miliona ton rocznie, znacząco wzrasta.

Bardzo istotnym odbiorcą biomasy drzewnej jest również przemysł płytowy, uruchamiający w ostatnim czasie nowe moce produkcyjne. Zainteresowanie surowcem zaczynają także wykazywać niektóre cementownie. Niedobór biomasy na rynku pogłębia się również ze względu na wzrost zainteresowania biomasą tarczną przez odbiorców indywidualnych jako substytutem węgla w piecach węglowych. W przedstawionej sytuacji trudno się dziwić, że ceny biomasy rosną z tygodnia na tydzień, osiągając astronomiczne poziomy.

Przedstawiona sytuacja skłania wielu odbiorców do poszukiwania innych rodzajów biomasy, poza tradycyjną zrębką drzewną i pelletami. Zainteresowaniem cieszą się mniej dotąd popularne rodzaje biomasy, pochodzącej z rolnictwa, jednak nadal nie pokrywa to rosnącego zapotrzebowania. Dominującym trendem w rozmowach wytwórców energii elektrycznej i ciepłej jest obecnie dekarbonizacja, wymuszona zarówno wysokimi

cenami uprawnień do emisji dwutlenku węgla, jak i cenami samego węgla i brakiem jego dostępności. Symptomatyczne jest jednak, że wielu wytwórców rezygnuje z projektów biomasowych ze względu na braki tego biopaliwa na rynku. Przykładem jest chociażby decyzja o wstrzymaniu przez PGNiG Termika budowy kotła na biomasę i paliwo alternatywne RDF. Rozwiązaniem wydaje się właśnie szerokie wykorzystanie paliwa lokalnego RDF, wyprodukowanego z odpadów nienadających się do recyklingu. Nowoczesne instalacje wykorzystujące takie paliwo (waste-to-energy) zapewniają spełnienie surowych norm środowiskowych, oferując odzysk energii cieplnej, jak i elektrycznej. Pojawiają się już także nowatorskie projekty instalacji (waste-to-material), umożliwiające dodatkowo wychwytywanie emitowanego w procesie spalania dwutlenku węgla i jego dalsze wykorzystanie w procesach syntezy chemicznej.

Przypisy:

1. Reguła CIF – Cost, Insurance and Freight Northwest Europe – koszty ubezpieczenia i fracht w przewozie ładunków drogami wodnymi.
2. FOB Baltic - Free On Board – reguła w transporcie morskim „port – do drzwi”.

Wyzwania dla energetyki w dobie deficytu paliw

WSPÓŁSPALANIE BIOMASY I PRODUKTU UBOCZNEGO Z PRZEMYSŁU ROLNO-SPOŻYWCZEGO POWINNO BYĆ DROGĄ DO SAMOWYSTARCZALNOŚCI ENERGETYCZNEJ PRZEDSIĘBIORSTW PRODUKCYJNYCH. TAKIE ROZWIĄZANIE WPROWADZONO W POLMOS ŻYRARDÓW.

Łukasz Ściubak

Polmos Żyrardów Sp. z o.o., Destylarnia Belvedere

lsciubak@belvederevodka.pl

Innowacyjna elektrociepłownia biomasowa w Polmos Żyrardów to rozwój świadomości energetycznej firmy w oparciu o przełomowe rozwiązania technologiczne prowadzące do:

- samowystarczalności energetycznej,
- produkcji odnawialnej energii elektrycznej i ciepłej,
- stosowania gospodarki obiegu zamkniętego,
- zagospodarowania produktów ubocznych na cele energetyczne,
- wykorzystania biomasy mokrej i płynnej jako paliwa,
- technologii dedykowanej układom o małych mocach,
- możliwości zastosowania w energetyce lokalnej i rozproszonej,
- zeroemisyjności CO₂,

Destylarnia Belvedere we wrześniu 2021 roku uruchomiła elektrociepłownię biomasową. Marka Belvedere, producent wódki klasy super premium, postawiła sobie za cel minimalizację wpływu firmy na środowisko naturalne. Powstała nowoczesna elektrociepłownia zasilana zrębkami drewna, z możliwością

” **Instalacja biomasowa w Polmos Żyrardów pozwala na blisko 20% oszczędności na paliwie w porównaniu do typowego dla zakładów produkcyjnych systemu energetycznego**

spalania płynnych produktów ubocznych i odpadów z procesu produkcyjnego alkoholu. W kotłowni spalana jest biomasa pozyskiwana od lokalnych producentów i dostawców. Destylarnia Belvedere jako pierwsza otrzymała grant z Narodowego Centrum Badań i Rozwoju na badania naukowe i rozwój w dziedzinie energetyki, dzięki czemu instalacja produkuje w 100% energię

odnawialną, co w konsekwencji umożliwiło firmie zmniejszenie emisji CO₂ o co najmniej 95%.

Układ wykorzystuje biomasę jako paliwo do produkcji pary, która służy do wytwarzania energii elektrycznej na małą skalę, a następnie zasila proces rektyfikacji.

Całość w połączeniu z wysokosprawną instalacją odzysków ciepła ze spalin na kotłowni i procesów produkcyjnych na rektyfikacji, tworzy wysoce efektywny system kogeneracji wymagający o 20% mniej energii w przeliczeniu na paliwo, w porównaniu do typowego dla zakładów produkcyjnych systemu energetycznego.

Systemy energetyczne przedsiębiorstw produkcyjnych w większości przypadków oparte są o konsumpcję różnych rodzajów paliw. Zwykle przeważają coraz droższe paliwa kopalne, a ich wpływ na środowisko stanowi niewątpliwie obciążenie ekologiczne. Paliwa kopalne, takie jak węgiel czy gaz, w najbliższych latach będą pierwotnymi nośnikami energii, limitowanymi i dostępnymi tylko dla określonego sektora gospodarki.

W dobie transformacji energetycznej i zmian geopolitycznych kluczowym



aspektem staje się poszukiwanie nowych strumieni paliwa pierwotnego, pozwalającego uzyskać tanią energię, której wytwarzanie minimalnie oddziałuje na środowisko naturalne.

Porównując właściwości węgla kamiennego stosowanego w energetyce i biomasy można stwierdzić, że jakościowo podstawowy skład pierwiastkowy jest podobny. Różnice występują natomiast w udziałach poszczególnych pierwiastków i związków chemicznych. Biomasa zawiera średnio około czterokrotnie więcej tlenu, dwukrotnie mniej węgla, siarki i azotu [1].

BUDOWANIE SAMOWYSTARCZALNOŚCI ENERGETYCZNEJ

Krajowa energetyka, oparta na węglu kamiennym, stanowi źródło znacznej ilości zanieczyszczeń emitowanych do atmosfery, a także odpadów wymagających utylizacji. Zmniejszenie obciążenia środowiska przez energetykę,

wymaga z jednej strony wprowadzania technologii niskoemisyjnych, z drugiej zaś – zmiany nośników energii na ekologicznie czyste [2].

Spalanie biomasy energetycznej w postaci mieszaniny biomasy kwalifikowanej i odpadów lub produktów ubocznych z procesów produkcyjnych przedsiębiorstw rolno-spożywczych jest wyzwaniem technologicznym. Optymalne i racjonalne wykorzystywanie paliw biomasowych w ciepłownictwie i energetyce małej skali jest kluczowym zagadnieniem w kontekście odnawialnych źródeł energii oraz samowystarczalności energetycznej przedsiębiorstw produkcyjnych.

Wytwarzanie energii na własne potrzeby i budowanie niezależności energetycznej oraz budowanie przewagi konkurencyjnej stanowią wyzwanie gospodarcze nie tylko dla procesów prowadzonych w małej skali, ale mogą być sposobem na odejście od paliw kopalnych w lokalnej energetyce zawodowej.

Biomasę, w aspekcie stosowania jako paliwa, można zdefiniować jako produkty składające się z substancji roślinnych pochodzących z rolnictwa lub leśnictwa spalane w celu odzyskania zawartej w nich energii [3] oraz następujące odpady:
a) roślinne z rolnictwa i leśnictwa,

b) roślinne z przemysłu przetwórstwa spożywczego, jeżeli odzyskuje się wytwarzaną energię cieplną,
 c) włókniste roślinne z procesu produkcji pierwotnej masy celulozowej i z procesu produkcji papieru z masy, jeżeli odpady te są spalane w miejscu, w którym powstają, a wytwarzana energia cieplna jest odzyskiwana,
 d) korek, drewno, z wyjątkiem odpadów drewna, które mogą zawierać związki fluorowcoorganiczne lub metale ciężkie, jako wynik obróbki środkami do konserwacji drewna lub powlekania, w skład których wchodzi w szczególności odpady drewna pochodzące z budownictwa i odpady z rozbiórki [3].

Wyzwaniem podczas spalania biomasy energetycznej jest uzyskanie stabilnej pracy jednostki wytwórczej i niezmiennosc parametrów termodynamicznych czynnika grzewczego (ciśnienia i temperatury), który zasila procesy produkcyjne. Warunkiem odpowiednich parametrów termodynamicznych ciśnienia i temperatury w kotle energetycznym są zapewnienie optymalnego i stabilnego strumienia paliwa oraz płynnego procesu spalania w kotłowej instalacji energetycznej. Różnorodność biomasy i jej zróżnicowana wartość opałowa wymagają analizy i optymalnego zestawiania mieszanki paliwowej zasilającej instalację w celu zagwarantowania odpowiednich parametrów termodynamicznych i wydajnościowych kotła energetycznego oraz utrzymania parametrów na oczekiwanym poziomie – optymalnym i dopasowanym do procesów produkcyjnych.

BARIERY W WYKORZYSTANIU BIOMASY

Chcąc rozpatrywać biomasę jako paliwo dla energetyki, koniecznym jest jednocześnie dostrzeżenie barier, jakie ograniczają jej wykorzystanie [4].

Barier należy podzielić na trzy podstawowe kategorie:

- wynikające z właściwości fizykochemicznych,
- ekonomiczne,
- techniczne.

• Bariery fizykochemiczne:

- stosunkowo niskie ciepło spalania i wartość opałowa,

” Różnorodność biomasy i jej zróżnicowana wartość opałowa wymagają szerokiej analizy i optymalnego zestawiania mieszanki paliwowej zasilającej instalację

- duże zróżnicowanie zawartości wilgoci, zależne od rodzaju biomasy i okresu jej sezonowania (do 50%),
- wysoka zawartość części lotnych – problemy w kontrolowaniu spalania, dokładnie zmieniające się warunki zapłonu i spalania,
- trudności w dozowaniu paliwa wynikające z postaci biomasy,
- duża powierzchnia składowania i trudności z transportem wynikające z małej gęstości nasypowej,
- trudności w utrzymaniu jakości paliwa na stałym poziomie,
- duża zawartość związków alkalicznych, takich jak: potas, fosfor, wapń, a w przypadku roślin jednorocznych duża zawartość chloru może prowadzić do narastania agresywnych osadów w kotle.

• Bariery ekonomiczne:

- koszty pozyskiwania jednostki masy,
- koszty transportu.

• Bariery techniczne związane są z koniecznością zastosowania odpowiednich technologii i rozwiązań technicznych dla indywidualnego zużycia biomasy. Większości tych problemów można uniknąć poprzez zwiększenie gęstości biomasy oraz poprzez technologie przetwarzania z węglem jako stabilizatorem procesu.

Uwzględniając powyższe, najbardziej zasadne pod względem operacyjnym i procesowym jest opracowanie algorytmu zestawiania różnych rodzajów biomasy, jako paliwa na wejściu komory spalania kotła energetycznego małej mocy, która zapewni zdefiniowany i stały strumień masy pary o określonych parametrach termodynamicznych.

Różnorodność biomasy odpadowej i jej zmienny w czasie skład wymagają wyznaczenia zmian wartości opałowej i wyznaczenia funkcji opisującej te zmiany w zależności od parametrów biomasy. Ponadto, istotny wpływ na właściwości kaloryczne biomasy mają także sposób i czas jej magazynowania. Dotyczyć to będzie również biomasy podstawowej – zrębki drzewnej, która stanowi paliwo podstawowe w instalacji. Dodatkowy strumień paliwa powinien pochodzić z przemysłu rolno-spożywczego z najbliższego otoczenia przedsiębiorstwa, a nawet może stanowić produkt uboczny procesów produkcyjnych, mających zastosowanie w gospodarce energetycznej firmy.

BIOMASA W PRZEMYŚLE – WYZWANIA

Spalanie mieszanin paliw biomasowych o różnej kaloryczności w instalacjach przemysłowych małej mocy stanowi wyzwanie dla jednostek wytwórczych, a tym samym dla zakładów przemysłowych. Istotnym zagadnieniem w zagospodarowywaniu różnorodnej biomasy pochodzącej z przemysłu rolno-spożywczego na cele energetyczne w małych jednostkach wytwarzających energię cieplną są aspekty techniczne i technologiczne. Wytwarzanie energii na własne potrzeby i kreowanie samowystarczalności energetycznej stanowią wyzwanie gospodarcze nie tylko w małej skali, ale mogą być kluczem do wytwarzania energii odnawialnej w energetyce zawodowej. Rozwiązaniem problemu spalania różnorodnych rodzajów biomasy w instalacjach biomasowych małych mocy może być zdefiniowanie algorytmu zestawiania różnych rodzajów

biomasy jako paliwa na wejściu komory spalania kotła energetycznego, która zapewni określony i stały strumień masy pary o odpowiednich parametrach termodynamicznych. Stworzenie swoistego rodzaju przepisu dla strumienia biomasy energetycznej pozwoliłoby na wykorzystanie produktów ubocznych i produktów niepełnowartościowych pochodzenia roślinnego z przemysłu rolno-spożywczego, jako uzupełnienia strumienia podstawowego biomasy energetycznej (zrębki drewnianej) do wytwarzania zielonej energii.

Odpowiedni dobór mieszaniny biomasy pochodzenia roślinnego do procesu spalania stanowi punkt wyjścia dla stabilnej pracy instalacji i potwierdzenia składu mieszaniny paliwowej zdeterminowanej jej dostępnością, sezonowością, sposobem przechowywania, łatwością magazynowania i wymieszania oraz wartością energetyczną i potrzebami energetycznymi istniejącej instalacji zasilającej procesy produkcyjne wewnątrz zakładu.

Sposób przechowywania biomasy w magazynie kotłowi oraz system automatycznego zestawiania i podawania biomasy o odpowiedniej kaloryczności do paleniska kotła parowego jest bardzo ważnym elementem układu technologicznego, gwarantującym odpowiedni skład mieszaniny biomasowej oraz płynną pracę układu technologicznego.

Użycie biomasy do procesu spalania jest uwarunkowane przepisami prawnymi, dostępnością i opłacalnością jej zagospodarowania w otoczeniu firmy, potencjalnym rozwojem gałęzi przemysłu z wykorzystaniem dostępnych rodzajów biomasy. Niewykorzystana biomasa stanowi balast dla przedsiębiorstwa i wymaga dodatkowych kosztów związanych z jej utylizacją. Implementacja rozwiązania technicznego opartego o spalanie biomasy, wykorzystującego produkty uboczne z przemysłu rolno-spożywczego w istniejący system energetyczny firmy, umożliwi wytworzenie mieszaniny paliwowej o stałych parametrach termodynamicznych pary wodnej. Minimalizacja kosztów związanych z wytworzeniem energii i zmniejsze-

niem kosztów produkcyjnych oraz minimalizacja negatywnego wpływu na środowisko poprzez redukcję emisji CO₂, staje się niepodważalną wartością i wyróżnikiem przedsiębiorstwa podnosząc jego konkurencyjność na rynku. Wysoko sprawne układy kogeneracyjne o małej mocy, działające lokalnie w zakresie przedsiębiorstw i lokalnej gospodarki energetycznej są kluczowym elementem rozproszonej energetyki zawodowej, pozyskującej odnawialne paliwa z najbliższego otoczenia. [5]
Spalanie mieszanin paliw biomasowych o różnej kaloryczności w instalacjach przemysłowych małej mocy stanowi wyzwanie dla jednostek wytwórczych, a tym samym dla zakładów przemysłowych. Wytwarzanie energii na własne potrzeby i kreowanie samowystarczalności energetycznej stanowią wyzwanie gospodarcze i mogą być kluczem do wytwarzania energii odnawialnej w energetyce zawodowej.

Przypisy:

1. Czeczko, R. (2012). Biomasa rolnicza w energetyce. Czasopismo Autobusy: technika, eksploatacja, systemy transportowe (Tom R. 13, nr 10, s. 102-104).

2. Kowalczyk-Juško, A., Cybulski, J. (2012). Biomasa drzewna jako surowiec dla energetyki. Czasopismo Autobusy: technika, eksploatacja, systemy transportowe (Tom R. 13, nr 10, s. 155-158).
3. Roszkowski, A. (2012). Biomasa i bioenergia – bariery technologiczne i energetyczne. Problemy Inżynierii Rolniczej PIR 2012 (VII-IX): z. 3 (77), (Tom R. 20, nr 3 s. 79-100). Wydawnictwo ITP w Falentach.
4. Sala, K. (2017). Przemysłowe wykorzystanie biomasy w Polsce. Przegląd i bariery. Prace Komisji Geografii Przemysłu Polskiego Towarzystwa Geograficznego, 31(4), 148-156; <https://doi.org/10.24917/20801653.314.10>.
5. Uliasz-Bocheńczyk, A., Mokrzycki, E. (2015). Biomasa jako paliwo w energetyce. Rocznik Ochrona Środowiska (Tom 17, s. 900-913). Wydawnictwo Śródkowo-pomorskie towarzystwo naukowe ochrony środowiska.





BIOMASA LEŚNA



Biomasa leśna – pozyskiwanie na cele energetyczne

CO ZAWIERA SIĘ W OKREŚLENIACH BIOMASA LEŚNA I BIOMASA NA CELE ENERGETYCZNE? JAKIMI JEJ ZASOBAMI DYSPONUJĄ LASY PAŃSTWOWE? JAKIE SĄ MOŻLIWOŚCI ORAZ OGRANICZENIA W JEJ POZYSKIWANIU?

Tomasz Majerowski, Dyrekcja Generalna Lasów Państwowych

Kiedy stosujemy pojęcia, które nie są jasno określone, istnieje wysokie ryzyko, że nasze analizy będą obarczone błędem. Z taką sytuacją stykamy się, gdy używamy terminu „biomasa leśna”. Nie do końca określonego, nie zdefiniowanego ustawowo, będącego zarówno zbiorem otwartym lub zawężonym w zależności

od aktualnych potrzeb. Istotne jest byśmy podczas komunikowania się stosowali jednolite pojęcia, inaczej nie zrozumiemy się wzajemnie. Ile w takim razie tej biomasy leśnej można wykorzystać, ile jest przeznaczone do przemysłowego zastosowania? Bardzo często spotykam się z pytaniem: „ile możemy pozyskać biomasy

leśnej w Lasach Państwowych?” lub też: „jak dużo biomasy leśnej może trafić na rynek energetyczny?”. Zanim przystąpimy do bilansowania, spróbujmy najpierw określić, co w ogóle może zostać uznane za biomasę do wykorzystania na cele energetyczne.

TAB. 1. WEDŁUG KRYTERIUM JAKOŚCI DREWNA (WG KLASYFIKACJI JAKOŚCIOWO-WYMIAROWEJ I SORTYMENTÓW) W DREWIE ŚREDNIOWYMIAROWYM ROZRÓŻNIA SIĘ CZTERY GRUPY

Kategoria jakości		Nazwa	Symbol
grupa jakości	podgrupa		
S1	-	drewno średniowymiarowe w całych długościach	S1
	A	drewno średniowymiarowe stosowe przemysłowe	S2A
S2	B	drewno średniowymiarowe stosowe użytkowe	S2B
	AP	drewno średniowymiarowe stosowe ogólnego przeznaczenia	S2AP
S3	A	drewno średniowymiarowe żerdziowe do przerobu przemysłowego	S3A
	B	drewno średniowymiarowe żerdziowe ogólnego przeznaczenia	S3B
S4	-	drewno średniowymiarowe stosowe na cele opałowe	S4



Drewno S2AP

BIOMASA LEŚNA W LASACH PAŃSTWOWYCH

W zasadach klasyfikacji surowca drzewnego stosowanych w Lasach Państwowych na próżno szukać definicji biomasy leśnej. Pojęcie to zostało niejako zastąpione definicją drewna energetycznego w ustawie o OZE, chociaż nie jest to pojęcie tożsame.

W 2021 roku Dyrektor Generalny Lasów Państwowych podjął próbę określenia definicji biomasy leśnej, tak aby wpisywała się w ramy klasyfikacji jakościowo-wymiarowej stosowanej w jednostkach organizacyjnych Lasów Państwowych, w powiązaniu z kryteriami rynków właściwych

(Zarządzenie Nr 24 Dyrektora Generalnego Lasów Państwowych z dnia 27 kwietnia 2021 roku w sprawie wskazania sortymentów drzewnych właściwych dla rynku tzw. biomasy leśnej na cele energetyczne zgodnie z zasadą kaskadowego wykorzystania surowca drzewnego). Dyrektor Generalny LP chciał przekazać jasny, rynkowy komunikat – drewnem potencjalnie energetycznym powinno być drewno o ograniczonym zastosowaniu w przemyśle drzewnym. Działanie to było odpowiedzią na nieprawdziwe publikacje medialne o chęci „spalania lasów” czy też tym, że PGL LP „promuje spalanie najcenniejszego drewna, które mogłoby trafić do przemysłu”.

Zasady klasyfikacji jakościowo-wymiarowej (dalej KJW), określonej w Polskiej Normie PN-93 D-02002 (stosowanie polskich norm jest dobrowolne), to system podziału surowca drzewnego uwzględniający cechy jakościowe i wymiarowe drewna. W odróżnieniu od klasyfikacji przeznaczeniowej nie przypisuje się tutaj zastosowania sortymentów drzewnych, lecz określając ich wymiary oraz cechy jakościowe hierarchizuje surowiec względem jakości i wymiarów, w domyśle również pod względem możliwych do uzyskania przychodów. Zgodnie z koncepcją KJW nabywca drewna jako świadomy przedsiębiorca, samodzielnie potrafi przypisać

TAB. 2. WEDŁUG KRYTERIUM JAKOŚCI DREWNA (WG KLASYFIKACJI JAKOŚCIOWO-WYMIAROWEJ I SORTYMENTÓW) W DREWIE MAŁOWYMIAROWYM ROZRÓŻNIA SIĘ DWIE GRUPY

Grupa jakości	Nazwa	Symbol
M1	drewno małowymiarowe przemysłowe	M1
M2	drewno małowymiarowe opałowe	M2

zastosowanie drewna do profilu swojej produkcji i w sposób najwłaściwszy wykorzystać potencjał surowca. Klasyfikacja ta jest więc emanacją koncepcji kaskadowego wykorzystania surowca drzewnego, która zakłada użytkowanie drewna w chronologicznie następujących po sobie etapach, w możliwie jak najdłuższym okresie i najefektywniejszy

sposób, aż do momentu wykorzystania go na cele energetyczne, a więc poprzez promowanie efektywności surowcowej i podejścia rynkowego. Dlatego też zastosowanie zhierarchizowanego układu sortymentowego wydaje się logiczne podczas opracowania koncepcji definicji: czy to drewna energetycznego czy

też biomasy leśnej na cele energetyczne w odniesieniu do drewna okrągłego i łupanego. Normy dotyczące drewna nie były rozwijane od wcześniejszych lat 90., dlatego też klasyfikacja stosowana w PGL LP, wraz z rozwojem rynku drzewnego zmieniła się i rozbudowała, jednakże jej założenia pozostały takie same. Jest to niezwykle istotne, gdyż nie wszystkie sortymenty wyrabiane dzisiaj były ujęte w klasyfikacji z 1993 roku, a te które są, zmieniły swoje wymagania jakościowe. Inne zaś stając się niepotrzebne przemysłowi, przestały być wyrabiane lub zastąpione.

Drewno S4



KJW A BIOMASA LEŚNA NA CELE ENERGETYCZNE

Według KJW surowiec dzieli się na: drewno wielkowymiarowe (W), średniowymiarowe (S) oraz małowymiarowe (M).

Nigdy nie zakładano, że drewno wielkowymiarowe, ze względu na liczne zastosowania przemysłowe, będzie stosowane jako drewno energetyczne. Jednakże produkty uboczne z jego przerobu już takim materiałem mogą być – czy to bezpośrednio (zrzyny, trociny) czy też po dalszym przetworzeniu (pellet, brykiet itp.).

W przypadku drewna średniowymiarowego najniżej w hierarchii jakościowo-wymiarowej sklasyfikowane jest drewno opałowe, oznaczone symbolem S4. Jednakże sortyment ten sprzedawany jest wyłącznie na rynku właściwym detalicznym, a jego odbiorcami są konsumenci, rolnicy i lokalni przedsiębiorcy nie trudniący się przerobem drewna, np. masarnie, piekarnie i in. Do 2020 roku obłożony był 8% podatkiem VAT. Zatem wpisywanie w jakikolwiek dokument „na sztywno” oznaczenia sortymentu S4 wyłącza go niejako ze sprzedaży

dla przedsiębiorców, w tym dla przemysłu energetycznego. Quasi odpowiednikiem drewna S4 na rynku dla przedsiębiorców jest sortyment oznaczony symbolem S2AP. Różni się pod względem cech jakościowych od drewna S4, jest jednak najniżej sklasyfikowanym drewnem średniowymiarowym sprzedawanym za pośrednictwem Portalu Leśno-Drzewnego czy też strony e-drewno.pl.. Dlatego też w LP uznaje się, że logiczne jest aby oba w/w sortymenty mogły być zaliczane do biomasy leśnej o możliwym zastosowaniu w energetyce. Z rozważań wyłączone drewno żerdziowe, ze względu na jego specyfikę i ograniczone pozyskanie, zakładając, że jego podaż w najbliższym czasie wygaśnie. Najniżej w hierarchii klasyfikacyjnej znajduje się drewno małowymiarowe. Jego zastosowanie jest wyjątkowo ograniczone i obecnie wykorzystywane do zaspokajania potrzeb ciepłych indywidualnych nabywców lub nabywane przez przedsiębiorców trudniących się dostarczaniem surowca opałowego do ciepłowni. Dlatego też DG LP uznaje, że zarówno sortyment M2, sprzedawany na rynku właściwym detalicznym, jak również M2E sprzedawany na rynku właściwym dla przedsiębiorców, powinien być uznawany za biomasę leśną na cele energetyczne.

BILANS BIOMASY

Dopiero ustalenie wspólnej definicji i zakresu pojęć, w którym się poruszamy, pozwala na szacowanie potencjału pozyskania jakiejś grupy sortymentów. Czy przedstawione powyżej przypisanie sortymentów jest jedynym rozwiązaniem? Prawdopodobnie nie, ale jest już „jakimś” rozwiązaniem, które pozwoli na oszacowanie potencjału biomasy na potrzeby ciepłownictwa i energetyki. Być może warto do tego zestawienia dodać drewno WDP lub sortymenty S3A i M1? Co ważne, cały czas mówimy o zastosowaniu potencjalnie energetycznym, tzn. że dostęp do surowca mają wszyscy zainteresowani nabywcy. Pamiętać jednak trzeba, że czym innym jest potencjał, a czym innym realne możliwości, czyli ograniczenia, które ten potencjał obniżają. Mogą być to przyczyny techniczne, środowiskowe



**Drewno M2
pozyskane
na zasadach samowYROBU**

czy też społeczne. Kilka lat temu w obiegu pojawiła się liczba 5 mln m³ drewna dostępnego do wykorzystania w celach energetycznych. Pewnie liczba ta była prawdziwa, jednak czy ujęto w wyliczeniach, że np. 4,5 mln

m³ było wykorzystywane w gospodarstwach domowych do ogrzewania budynków indywidualnie? Warto, aby przed podjęciem inwestycji związanej z zastosowaniem drewna znać zasoby tego surowca.

TAB. 3. POZOSTAŁOŚCI DRZEWNE OZNACZONE SYMBOLEM M2E, SORTYMENTY

Nazwa sortymentu	Symbol
Zrębki leśne przemysłowe	ZP
Zrębki leśne opałowe	ZO
Karpina przemysłowa	KP
Karpina opałowa	KO

Potencjał biomasy w lasach prywatnych

POTENCJAŁ BIOMASY W LASACH PRYWATNYCH W POLSCE, TO WBREW POZOROM IMPONUJĄCA WIELKOŚĆ. STOWARZYSZENIE LEŚNIKÓW I WŁAŚCICIELI LASÓW SZACUJE, ŻE COROCZNIE W LASACH PRYWATNYCH MOŻNA DODATKOWO POZYSKIWAĆ OKOŁO 5 MLN M³ DREWNA.

Stefan Traczyk

Prezes Zarządu Stowarzyszenia Leśników i Właścicieli Lasów

W Polsce na ogólną powierzchnię gruntów leśnych, która wynosi 9 464 tys. ha, lasy prywatne to 1 787 tys. ha, co stanowi ponad 19,3% powierzchni leśnej. Można zatem powiedzieć, że praktycznie co piąte drzewo rosnące w naszych lasach należy do prywatnej osoby. Trzeba również stwierdzić, że rozmieszczenie lasów prywatnych w naszym kraju nie jest równomierna – są takie regiony, np. Mazowsze, gdzie lasy prywatne stanowią prawie 50% ogólnej powierzchni leśnej – czyli co drugie rosnące drzewo należy do prywatnej osoby!

W Polsce, tak jak w wielu europejskich krajach, lasów systematycznie przybywa. Co istotne nie tylko następuje zwiększanie powierzchni lasów, ale również powiększanie ich zasobności w drewno. Szacuje się, że w polskich lasach znajduje się 2 656 mln m³ grubizny drzewnej, z czego 459 mln w lasach prywatnych.

Wyżej podane wielkości są imponujące, tym bardziej, że jak się szacuje faktyczna powierzchnia lasów prywatnych jest większa o około 800 tys. ha niż ujmuje to oficjalne statystyki. Ponieważ wiele gruntów, które w ewidencji ujęte są jako nieużytki czy też nieuprawiane grunty rolne, są w wyniku naturalnej sukcesji porośnięte lasami. Jednakże jedną z głównych trudności w wykorzystaniu potencjału lasów prywatnych jest ich bardzo duże rozdrobnienie. Średnia



**” W lasach prywatnych
można pozyskać
dodatkowo około 5 mln m³
drewna rocznie**



powierzchni lasu przypadająca na jednego właściciela to około 1 ha. Warunkiem opłacalności i stabilności przychodów z gospodarki leśnej jest jej wielkopowierzchniowy charakter oraz zróżnicowana struktura wiekowa drzewostanów. Ze względu na długi okres produkcji jaki następuje przy hodowli lasu, jego niekorzystna struktura wiekowa nie przynosi regularnie wymiernego przychodu dla przeciętnego właściciela. Natomiast sumarycznie, w wielu regionach lasy prywatne stanowią istotną wartość wynikającą z funkcji produkcyjnych i pozaprodukcyjnych.

Ważnym parametrem jakim się określa lasy jest ich zasobność. Tutaj również lasy prywatne wypadają dobrze, ponieważ ich przeciętna zasobność wynosiła 257 m³/ha i jest niższa o 30 m³/ha od przeciętnej zasobności wszystkich lasów kraju – 287 m³/ha. Jednak gdy uwzględni się fakt, że średni wiek drzew w lasach prywatnych wynosił 50 lat i jest znacząco niższy od przeciętnego wieku lasów całego kraju (58 lat), to prywatne drzewostany w rzeczywistości pod względem zasobności prezentują się bardzo dobrze.

Omawiając temat lasów prywatnych w Polsce, należy powiedzieć parę zdań o bieżącym przyroście masy drzewnej i potencjalnych możliwościach jej pozyskania. Wysokość bieżącego przyrostu miąższości drzewostanów w lasach kraju ogółem wynosi 9,55 m³ grubizny brutto/ha/rok. W lasach prywatnych wielkość ta jest na zbliżonym poziomie i wynosiła 9,35 m³/ha/rok. W Lasach Państwowych przyrost ten to 9,57 m³/ha/rok. Można zatem przyjąć, że bieżący przyrost miąższości w lasach prywatnych, Lasach Państwowych oraz lasach kraju ogółem kształtuje się na zbliżonym poziomie i wynosi ponad 9 m³/ha/rok.

W wynikach Wielkoobszarowej Inwentaryzacji Stanu Lasu, podobnie jak bieżący przyrost miąższości, prezentowane są także dane dotyczące przeciętnego rocznego pozyskania w poszczególnych formach własności lasów. Średnioroczna wielkość pozyskania w polskich lasach w okresie 2014–2018 wynosiła 5,69 mln m³ grubizny brutto. Natomiast pozyskanie drewna w lasach prywatnych w Polsce, pomimo dużo większych możliwości w omawianym okresie, wynosiło jedynie 3,3 m³/ha. Dlatego też przeliczając rzeczywistą powierzchnię lasów w Polsce i możliwości pozyskania drewna należy stwierdzić, że co roku w lasach prywatnych można pozyskać dodatkowo około 5 mln m³ drewna.



BIOMASA AGRO



Szansa dla szybkiej i optymalnej transformacji energetyki

WYDARZENIA POLITYCZNE W EUROPIE W OSTATNICH MIESIĄCACH RADYKALNIE ZMIENIŁY PODEJŚCIE KRAJÓW UE DO SPRAW ZWIĄZANYCH Z POZYSKIWIANIEM ŹRÓDEŁ ENERGII. SANKCJE WPROWADZONE NA ROSJĘ ZMUSIŁY UE DO POSZUKIWANIA I NAGŁEGO ZASTĄPIENIA IMPORTOWANYCH 40% GAZU ZIEMNEGO, 35% ROPY NAFTOWEJ I 28% WĘGLA [1]. ROZPOCZĘŁO SIĘ POSZUKIWANIE NOWYCH DOSTAWCÓW TYCH SUROWCÓW, A RÓWNOCZEŚNIE ZWRÓCONO UWAGĘ NA WŁASNE ŹRÓDŁA OZE.

Marek Pronobis – Politechnika Śląska

Sylwester Kalisz – Politechnika Śląska

Jerzy Majcher – MJ Doradztwo Energetyczne

Józef Wasylów – Biuro Techniki Kotłowej – Tarnowskie Góry

Józef Sołtys – PTH Intermark

Wg danych Komisji Europejskiej, w ostatnich latach głównym źródłem energii z OZE była biomasa, z której wytwarzano ok. 60% energii OZE, z czego aż 75% było używane w ciepłownictwie [2].

Już 37%, czyli prawie dwie piąte energii elektrycznej zużywanej w Unii Europejskiej w 2020 roku pochodziło ze źródeł odnawialnych. Najwięcej energii odnawialnej pochodziło ze źródeł wiatrowych (36%) i wodnych (33%). Razem daje to ponad 2/3 całkowitej energii elektrycznej wyprodukowanej z OZE. Natomiast mniejszy udział miała energia słoneczna (14%), biopaliwa stałe (8%) oraz inne źródła odnawialne (8%) [3].

Należy podkreślić, że każdy z krajów UE starał się wykorzystywać w maksymalnym

stopniu rodzimą biomasę stałą i w zależności od kultury rolnej danego kraju, w energetyce wykorzystywano m.in.: słomę, łuskę słonecznika, migdałów, pistacji, pestki z oliwek, skorupy orzechów, plewy zbożowe, biomasę komunalną oraz biomasę z pielęgnacji ogrodnictwa i winorośli.

Rolę biomasy w energetyce określa dokładnie Dyrektywa RED II [4] i Rozporządzenie LULUCF [5], które wyraźnie wyznaczają kierunki tzw. zrównoważonego rozwoju dla biomasy na cele energetyczne.

Dokumenty te wyraźnie ograniczyły stosowanie w energetyce biomasy leśnej, natomiast stwarzają nowe kierunki rozwoju dla biomasy pochodzenia rolniczego, tzw. biomasy

” W Polsce marnuje się co roku 6-12 mln ton biomasy stałej, która zastosowana w energetyce byłaby źródłem ok. 100-180 PJ energii pierwotnej rocznie

agro, do której zalicza się nie tylko pozostałości i produkty uboczne z gospodarki rolno-spożywczej, lecz także biomasę z upraw roślin energetycznych. Należy nadmienić, że Polska ma szczególnie korzystne warunki naturalne dla produkcji w dużej skali i wykorzystania biomasy w energetyce.

Plany UE dotyczące stosowania do 2050 r. biomasy energetycznej tylko w ciepłownictwie ilustruje rys. 1 na s. 52. Przewiduje się ok. dwukrotny wzrost zapotrzebowania na biomasę, do wielkości ok. 230 mln tony oleju ekwiwalentnego

– (tzn. ok. 640 mln ton pelletu o wartości opałowej ok. 15 MJ/kg), przy czym biomasa będzie stanowić ok. 40% źródeł ciepła. Należy też podkreślić, że spalanie biomasy z jednoczesnym wychwytem i składowaniem CO₂ (BECCS) stwarza możliwość tzw. ujemnej emisji tego gazu. Taki projekt jest realizowany w dużej skali przez największą na świecie elektrociepłownię biomasową Drax w Wielkiej Brytanii. Obecnie toczy się debata nad możliwością wprowadzenia takiego układu

w UE, ale należy wziąć pod uwagę, że rozwiązania takie zmniejszają o 8-12% sprawność instalacji.

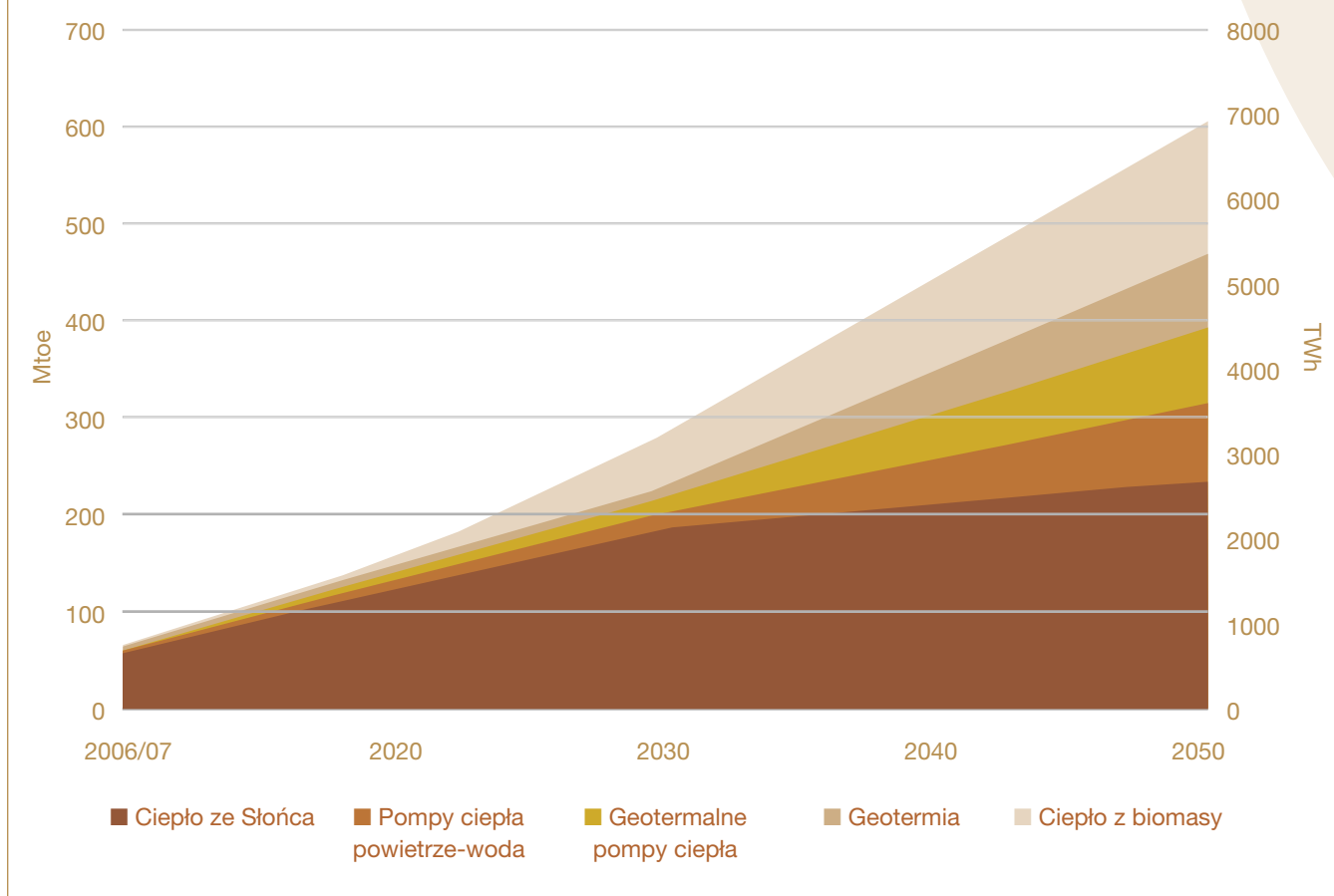
W realiach oznacza to, że by uzyskać tę samą ilość energii netto, należy zużyć więcej o 8-12% paliwa pierwotnego.

Obecnie wg różnych szacunków, w naszym kraju marnuje się co roku 6-12 milionów ton biomasy stałej, która zastosowana w energetyce byłaby źródłem ok. 100-180 PJ energii pierwotnej rocznie [7].

Przy optymalnym podejściu, w okresie 2-3 lat można by



Rys. 1. Prognoza rozwoju źródeł ciepła w krajach UE do roku 2050 [6]



dodatkowo z upraw energetycznych pozyskać 20-25 mln ton s.m. rocznie o wartości energii pierwotnej 300-375 PJ. W sumie Polska mogłaby dysponować 400-500 PJ energii z biomasy [8]. Z powodu ograniczeń RED II i LULUCF ilość biomasy leśnej do celów energetycznych w naszym kraju jest ograniczona do 2-4 mln ton s.m. rocznie o wartości energetycznej 30-60 PJ/a [9]. Można w przybliżeniu założyć, że biomasa leśna przy wykorzystaniu całego rodzimego jej potencjału może stanowić tylko 10-15% tego OZE.

Jednak możliwości teoretyczne pozyskania takiej ilości biomasy, mogą zostać wykorzystane praktycznie jedynie pod warunkiem utworzenia w Polsce spójnego,

jednolitego systemu łączącego ściśle producentów biomasy, zakłady jej przetwarzania i energetykę, wieloletnimi kontraktami z gwarancjami cen i dostaw. Obecny układ, w którym 1,5 mln indywidualnych gospodarstw dysponuje kilkoma – kilkunastoma tonami słomy, a zakłady przetwórcze wygrywają przetargi na dostawy albo jednorazowe albo maksymalnie 2-3 letnie i poszukują pilnie dostawców, jest nie do utrzymania, zarówno z powodów organizacyjnych jak i ekonomicznych. Wyjściem z tej sytuacji jest utworzenie Narodowego Programu Biomasy Agro dla Energetyki. [10] Program powinien obejmować pomoc w zakładaniu plantacji roślin energetycznych, zakładów jej przetwarzania i pomoc

w restrukturyzacji zakładów energetycznych na zakłady kogeneracyjne.

W zakresie upraw i zakładów przetwarzania biomasy powinny zostać utworzone spółdzielnie energetyczne, klastry lub grupy producenckie, które byłyby bezpośrednimi partnerami energetyki, co wyeliminowałoby pośredników przyczyniających się zwykle do wzrostu cen. Strony powinny być związane kilkunastoletnimi umowami gwarantującymi stabilność dostaw i cen, a także pozyskania środków finansowych. W tym przypadku powinny obowiązywać takie same zasady dofinansowania, jakie istnieją dla fotowoltaiki i wiatraków. Poza tym, dla



” Plany UE dotyczące stosowania do 2050 r. biomasy energetycznej to ok. dwukrotny wzrost zapotrzebowania na biomasę, do wielkości ok. 230 mln ton (tzn. ok. 640 mln ton pelletu o wartości opałowej ok. 15 MJ/kg), przy czym biomasa będzie stanowić ok. 40% źródeł ciepła

wyrównania szans wszystkich OZE, ceny aukcyjne dla fotowoltaiki i wiatraków powinny uwzględniać dostawy według określonego harmonogramu, tzn. te źródła OZE powinny dysponować własnymi magazynami energii i sieci przesyłowych do stacji odbioru energii. Obecnie ceny aukcyjne są dyskryminujące dla zakładów opierających się na biomasie, które są traktowane jako zawsze dyspozycyjni dostawcy energii w momentach, kiedy nie ma słońca ani wiatru. W takiej sytuacji muszą one uruchamiać swe moce wytwórcze lub energię ze swoich magazynów, zwykle według potrzeb, co nie sprzyja pracy z optymalną sprawnością.

Przypisy:

1. <https://www.cire.pl/artykuly/opinie/90490-gaz-z-rosji-stanowi-polowe-importu-do-europy>.
2. https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/bioenergy/biomass_en.

3. <https://e-magazyny.pl/zielone-wiadomosci/eurostat-w-ue-juz-37-energii-pochodzi-z-odnawialnych-zrodel/>.
4. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (RED II).
5. Revision of the LULUCF Regulation Strengthening the role of the land use, land-use change and forestry sector in climate action.
6. <https://www.futurebridge.com/industry/perspectives-energy/renewable-based-heating-and-cooling-in-europe-by-2030/>.
7. Z. Jarosz; Ocena potencjału biomasy stałej z rolnictwa; Lublin, 23-24 września 2015.
8. M. Pronobis i in.; Możliwości zastosowania biomasy w ciepłownictwie ze szczególnym podkreśleniem biomasy agro jako paliwa zastępującego węgiel z uwzględnieniem aspektów ekonomicznych i technicznych, Instal nr 3/20 <https://informacjainstal.com.pl/wp-content/uploads/2020/09/Pronobis.pdf>.
9. Czy nowe strategie UE ograniczą naszą gospodarkę leśną?; Magazyn Biomasa, 08/2021.
10. M. Pronobis i in.; Potrzebny jest Narodowy Program Biomasy Agro dla Energetyki! Magazyn Biomasa nr 2/2022.

Wyzwania dla energetyki przy spalaniu biomasy agro

WIĘKSZOŚĆ ZAKŁADÓW ENERGETYCZNYCH SPALAJĄCYCH BIOMASĘ STOSOWAŁA DOTĄD GŁÓWNIEM BIOMASĘ LEŚNĄ SAMĄ ALBO Z DODATKIEM BIOMASY AGRO W ILOŚCI 10-20%, CZYLI TYŁE, ILE WYMAGAŁY PRZEPISY, ABY WYTWORZONĄ ENERGIĘ ZALICZYĆ DO „ZIELONEJ”. W ZWIĄZKU Z OGRANICZONĄ ILOŚCIĄ BIOMASY LEŚNEJ I MOŻLIWOŚCIAMI POZYSKANIA DUŻEJ ILOŚCI BIOMASY AGRO PROPORCJE TE POWINNY ULEC ODWRÓCENIU. WIĄŻE SIĘ TO Z ADAPTACJĄ, MODERNIZACJĄ KOTŁÓW WĘGLOWYCH ALBO TEŻ CAŁKOWITĄ ICH WYMIANĄ W ZWIĄZKU Z KONIECZNOŚCIĄ PRZEJŚCIA NA KOGENERACJĘ.

Marek Pronobis – Politechnika Śląska

Sylwester Kalisz – Politechnika Śląska

Jerzy Majcher – MJ Doradztwo Energetyczne

Józef Wasylów – Biuro Techniki Kotłowej – Tarnowskie Góry

Józef Sołtys – PTH Intermark

W Polsce pracuje kilka instalacji kogeneracyjnych tego rodzaju (np. Elbląg: 30MWt + 25MWe; Lublin: 40MWt + 12 MWe; Ciechanów: 11 MWt + 1,1 MWe). Zakłady pracujące w kogeneracji dla utrzymania wysokiej sprawności powinny współpracować i z magazynami energii, i z pompami ciepła. Taki układ jest droższy od tradycyjnej ciepłowni lub elektrociepłowni, ale pozwala na uzyskanie kosztów produkcji ciepła i energii elektrycznej niższych od uzyskiwanych z fotowoltaiki lub elektrowni wiatrowych z magazynami energii. Energetyka najchętniej stosuje biomasę leśną, w postaci zrębek lub pelletu, która zwykle nie powoduje większych problemów ze spalaniem. Pozostałe rodzaje biomasy agro spalane w czystej postaci powodują niemal we wszystkich typach kotłów różne negatywne zjawiska, mianowicie:

– zagniwanie lub butwienie w okresie składowania połączone z emisją bakterii, zarodków pleśni i związków odorowych;

” O ile biomasę leśną zwykle można spalać w postaci pelletu lub zrębki nie stosując żadnych dodatków, to biomasa agro wymaga ich stosowania w ilości i postaci zależnej od jej składu i rodzaju kotła

– zużłowanie i zanieczyszczanie powierzchni ogrzewalnych kotła spowodowane niską temperaturą spiekania i mięknięcia popiołu;

– wysokotemperaturową korozję chlorową,

– niekorzystne właściwości popiołu i pozostałości węgla w popiele;

– zwiększone stężenie emisji pyłów;

– trudności z zagospodarowaniem popiołów.

Skład niektórych rodzajów biomasy agro, leśnej oraz paliw kopalnych zawiera Tab. 1. Widoczna jest wyraźna różnica zawartości potasu odpowiedzialnego za tworzenie z krzemionką niskotopliwych eutektyk, które powstają już w temperaturze powyżej 650°C, a także chloru odpowiedzialnego za zjawisko korozji wysokotemperaturowej. Związkami szczególnie groźnymi dla powierzchni ogrzewalnych kotła są KCl i NaCl. Już przy ok. 500°C uszkadzają one powierzchnie ogrzewalne powodując tzw. wysokotemperaturową korozję chlorową, która potrafi nawet 10-krotnie skrócić okresy tzw. międzyremontowe kotła. Niskotopliwe eutektyki pokrywając radiacyjne powierzchnie kotła powodują także zmniejszenie jego sprawności poprzez zwiększenie straty wylotowej. Wszystkie te zjawiska mają

TAB. 1. SKŁAD NIEKTÓRYCH RODZAJÓW BIOMASY wt% (d.b.)* [1]

	C	H	O	N	K	S	CL
świerk (z korą)	49,8	6,3	43,2	0,13	0,13	0,015	0,005
buk (z korą)	47,9	6,2	43,3	0,22	0,22	0,015	0,006
topola SRC	47,5	6,2	44,1	0,42	0,35	0,031	0,004
wierzba SRC	47,1	6,1	44,2	0,54	0,26	0,045	0,004
kora (drzewa iglaste)	51,4	5,7	38,7	0,48	0,39	0,085	0,019
miskant	47,5	6,2	41,7	0,73	0,70	0,150	0,220
słoma pszenicy	45,6	5,8	42,4	0,48	1,00	0,082	0,190
pszenżyto (ziarno)	43,5	6,4	46,4	1,68	0,60	0,110	0,070
wytłoczyny rzepaku	51,5	7,38	30,1	4,97	1,60	0,550	0,019
dla porównania, paliwa kopalne							
węgiel kamienny	72,5	5,6	11,0	1,30		0,940	< 0,1
węgiel brunatny (lignit)	65,9	4,6	23,0	0,70		0,390	< 0,1
olej opałowy	85–86	11–13	10–4	–			
gaz ziemny	75	25	–	–			

*procentowy udział wagowy danego pierwiastka lub związku w suchej masie

ujemny wpływ na koszty wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. O ile biomasę leśną zwykle można spalać w postaci pelletu lub zrębki nie stosując żadnych dodatków, to biomasa agro wymaga ich stosowania w ilości i postaci zależnej od jej składu i rodzaju kotła.

Jako dodatki stosuje się zwykle substancje mineralne m.in.:

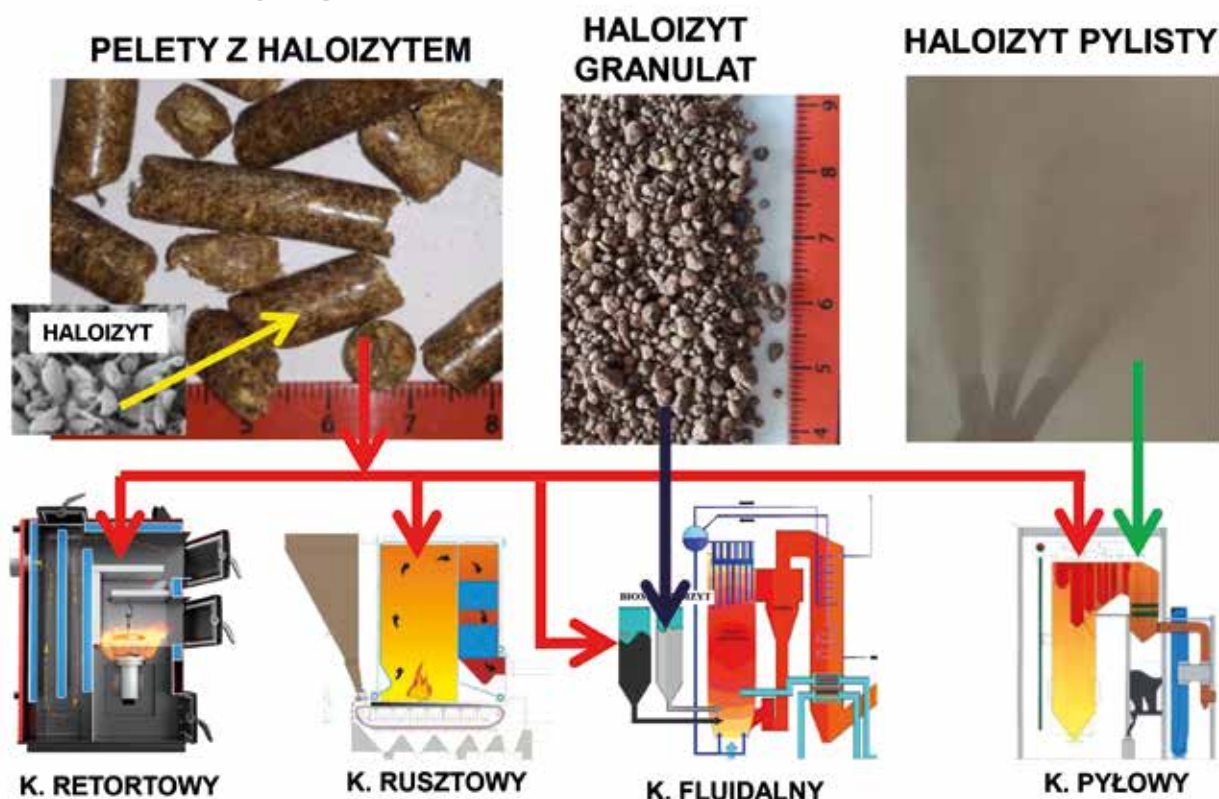
- węgiel wapna,
- haloizyt,
- diatomit,
- kaolin,
- siarczan amonu,
- mocznik,
- amoniak.

Dodatki stosować można w postaci składnika pelletu albo w niektórych przypadkach poprzez ich dodawanie bezpośrednio do kotła. Rys. 1 s. 60. przedstawia różne warianty podawania dodatków do różnych kotłów.

Najlepszą metodą aplikacji dodatku do biomasy jest jego bardzo dobra dyspersja w możliwie drobnoziarnistej postaci przy produkcji pelletu. Wtedy jego działanie rozpoczyna się już w momencie odgazowywania biomasy, kiedy działa on jako katalizator, filtr powierzchniowy, a także sorbent i składnik procesów chemicznych wiążących szkodliwe produkty procesu spalania biomasy. Dobrze dobrany dodatek podwyższa temperatury charakterystyczne popiołu, uniemożliwiając tworzenie szlaki i zanieczyszczeń na powierzchniach radiacyjnych kotła, a także redukując skalę korozji wysokotemperaturowej poprzez uniemożliwienie powstawania KCl niezwykle szkodliwego dla stali kotłowej. Pellety z biomasy agro o odpowiednio dobranym składzie nadają się do spalania w każdym rodzaju kotła (retortowe, fluidalne, rusztowe i pyłowe).

Popiół z takiego pelletu ma strukturę sypką i nadaje się do stosowania jako komponent nawozów i materiałów budowlanych. Popiół zmieszany z osadami ściekowymi jest doskonałym nawozem do nawożenia plantacji roślin energetycznych znacznie zwiększając wielkość uzyskiwanych plonów. Rysunek 3 na s. 61 przedstawia wyniki spalania pelletu z biomasy agro z dodatkiem mineralnym zwiększającym temperatury charakterystyczne popiołów. W przypadku kotłów fluidalnych, szczególnie z cyrkulacyjnym złożem (CFB), dodatki można podawać w postaci granulatu pod warunkiem, że jego parametry będą pozwalały na stopniowe ścieranie jego powierzchni przez złożę i uwalniały aktywne cząstki dodatku tak, aby mogły oddziaływać na palącą się biomasę, ale także i popiół. Dodatki o dużej twardości nie nadają się do takiego stosowania, podobnie jak i dodatki szybko się ścierające.

Rys. 1. Sposoby podawania dodatków do kotła przy spalaniu biomasy agro



W kotłach pyłowych dodatek można podawać w postaci pylistej pod warunkiem szybkiego i równomiernego wymieszania się z paliwem. Niewłaściwe wymieszanie powoduje nieprzereagowanie dużej ilości dodatku i tworzenie spieków i szlaki w kotle. W zasadzie jedyną metodą gwarantującą uzyskanie oczekiwanych efektów jest przygotowanie wstępne gotowego paliwa z dodatkiem (np. pelletu). Takie paliwo będzie się prawidłowo spalać w każdym kotle, zapewniając przy tym cechy popiołu pożądane w przypadku zastosowania go jako komponent nawozów czy też materiałów budowlanych. Istniejące w polskiej energetyce kotły pyłowe i większość CFB nie zostały zaprojektowane do spalania dużych udziałów biomasy, a tym bardziej do całkowitego zastąpienia węgla biomasą. Spalanie biomasy agro powoduje znane problemy eksploatacyjne, jak zwiększone zanieczyszczenie i zużycie, korozja lub aglomeracja złoża fluidalnego. Jednak powszechne współspalanie biomasy z węglem stosowane w latach poprzednich spowodowało

” Po 2035 r. instalacje na gaz ziemny muszą przejść na biometan lub wodór, co sprawi, że koszty energii z tych źródeł będą kilkakrotnie wyższe niż koszty energii biomasy stałej

opracowanie odpowiednich technologii i obecnie taka konwersja jest opanowana przez krajowe firmy kotłowe. Są też kotły pyłowe zaprojektowane nie tylko do współspalania, ale i do spalania wyłącznie biomasy, czego przykładem jest zmodernizowany przez RAFAKO kocioł K10 w Elektrowni Stalowa

Wola. Natomiast kotłów CFB na takie paliwa jest więcej. Można więc uznać, że nie ma praktycznie przeszkód technicznych dla współspalania 50% i więcej biomasy w kotłach pyłowych, a odpowiednie rozwiązania istnieją. Dla opanowania ewentualnych problemów, korzystnie jest zapewnienie odpowiedniego nadzoru przez program badawczy. Należy przy tym zauważyć, że radykalny wzrost cen pozwoleń EU ETS przy stałej tendencji wzrostowej powoduje, że współspalanie wysokich udziałów biomasy z węglem nie tylko nie wymaga dotowania, ale jest najtańszą opcją utrzymania bloków węglowych w okresie dochodzenia do energetyki zeroemisyjnej. Bloki węglowe współspalające biomasę o udziale energetycznym 50% lub wyższym spełniają ponadto warunki udziału w rynku mocy. Wg danych Elektrowni Połaniec, koszt przerobienia jednego kotła pyłowego do bloku o mocy 225 MW_e to 100-150 mln zł. Trzeba także podkreślić, że dla zapewnienia stabilnej pracy krajowego

Rys. 2. Wpływ dodatku mineralnego na stan komór spalania różnych kotłów spalających biomasę agro



A) Spalanie pelletu z biomasy agro z dodatkiem mineralnym w piecu retortowym – popiół jest sypki, brak spieków



C) Widok komory spalania kotła fluidalnego po 112 dniach spalania biomasy agro z dodatkiem haloizytu – dodatek był podawany wraz z paliwem



D) Widok palników w komorze spalania kotła pyłowego spalającego biomasę leśną i agro – na palniku i na ścianach komory brak jest spieków

B) Widok komory spalania kotła rusztowego i popiołu z pelletów z biomasy agro z dodatkiem haloizytu – na ścianach komory brak jest szlaki, popiół jest sypki, brak spieków

systemu energetycznego konieczne są bloki pracujące w układzie Clausiusa – Rankine’a wyposażone w turbiny o dużej bezwładności. Stąd ich utrzymanie w eksploatacji jest kluczowe. Choćby dlatego, że preferowane wybrane OZE (wiatr i słońce) charakteryzują się zerową inercyjnością, co szkodliwie wpływa na utrzymanie zasad synchronizmu w systemie elektroenergetycznym, co już kilkakrotnie było przyczyną wielkich awarii systemowych (USA, Canada, Hiszpania, Włochy). Aktualnie w istniejących elektrowniach rozważa się przejście z węgla na gaz ziemny, który ma być paliwem w okresie przejściowym dla UE. W obecnej sytuacji trzeba się jednak liczyć z ogromnym wzrostem ceny tego paliwa i zagrożeniem przerwania dostaw z importu. Należy też mieć na uwadze, że przejście na gaz

ziemny nie gwarantuje rzeczywistego obniżenia emisji gazów cieplarnianych. W przypadku gazu ziemnego formalnie redukcja emisji CO₂ (do której formalnie ogranicza się tzw. ślad węglowy) wynosi ok. 50%, natomiast doliczając ubytki metanu od momentu rozpoczęcia eksploatacji złoża oraz podczas wszystkich działań dokonywanych przed wprowadzeniem gazu do kotła, trzeba się liczyć z istotnym pogorszeniem tego wskaźnika. Ostatnia decyzja Parlamentu Europejskiego z 6 lipca br. zatwierdzająca pod kilkoma warunkami w taksonomii gaz ziemny do 2035 r. jako „zielone” paliwo przejściowe, nie stwarza większych perspektyw dla tego paliwa. Po 2035 r. instalacje na gaz ziemny muszą przejść na biometan lub wodór, co sprawi, że koszty energii z tych źródeł będą praktycznie wyższe niż z gazu ziemnego wraz z opłatami

ETS, i będą one kilkakrotnie wyższe niż koszty energii biomasy stałej. Powyższe uwagi dotyczą zarówno kotłów zainstalowanych w typowych elektrowniach kondensacyjnych, jak i w elektrociepłowniach pracujących w kogeneracji. Przy czym siłownice zasilane kotłami fluidalnymi mają tu prostszą sytuację, ponieważ taki typ spalania łatwiej jest przestawić na biomasę. Także w przypadku klasycznych kotłów rusztowych, których w Polsce są tysiące, przejście z węgla na biomasę stałą nie jest problemem, pod warunkiem usprawnienia układu zasilania kotła w powietrze.

Przypisy:

1. <https://instsani.pl/technik-urzadzen-i-systemow-energetyki-odnawialnej/vademecum-energetyki-odnawialnej/biomasa/charakterystyka-biomasy/wlasciwosci-biomasy/>

Ekonomiczne aspekty stosowania biomasy w energetyce

BIOMASA JAKO OZE KONKURUJE NA RYNKU Z FOTOWOLTAIKĄ, FARMAMI WIATROWYMI, GEOTERMIA, BIOMETANEM, ŹRÓDŁAMI WODNYMI I ZIELONYM WODOREM. ŹRÓDŁA OZE MUSZĄ Z KOLEI KONKUROWAĆ Z TRADYCYJNYMI NOŚNIKAMI ENERGII, JAKIMI SĄ WĘGIEL I GAZ ZIEMNY. NIEMAŁĄ ROLĘ W TYM WSPÓŁZAWODNICTWIE ODGRYWAJĄ TAKŻE KOSZTY EMISJI CO₂, KTÓRYCH ODZWIERCIEDLENIEM JEST WSKAŹNIK EU ETS.

Marek Pronobis – Politechnika Śląska

Sylwester Kalisz – Politechnika Śląska

Jerzy Majcher – MJ Doradztwo Energetyczne

Józef Wasylów – Biuro Techniki Kotłowej – Tarnowskie Góry

Józef Sołtys – PTH Intermark

Sytuacja polityczna w ostatnich miesiącach spowodowała potężne zamieszanie na rynku nośników i źródeł energii. Ceny gazu ziemnego i węgla zmieniają się radykalnie z tygodnia na tydzień.

W takiej sytuacji długoterminowe planowanie inwestycji w energetyce musi uwzględniać nie tylko dotychczasowe trendy sprzed wojny w Ukrainie, ale także długoterminowe tendencje, jakie wynikają z decyzji politycznych w zakresie surowców energetycznych UE i USA, a także innych wiodących potęg gospodarczych.

Należy się zatem spodziewać w okresie najbliższych 3-5 lat:

1. Utrzymania długoterminowych cen węgla energetycznego na poziomie 300-400 USD/t na warunkach ARA, tzn. 56-74 PLN/GJ [1].
2. Utrzymania cen gazu ziemnego na poziomie 400-700 PLN/MWh, tzn. 110-195 PLN/GJ [2,3].
3. Utrzymania ceny uprawnień EU – ETS na poziomie 80-100 EUR/t, tzn. 35-44 PLN/GJ dla węgla i 20-26 PLN/GJ dla gazu ziemnego [4],

”

Biomasa stała, obok wody, jest najtańszym źródłem OZE

4. Utrzymania restrykcyjnej polityki w stosunku dostępu do gazu ziemnego. Aktualnie w Komisji Europejskiej toczą się dyskusje dotyczące zakazu stosowania gazu w małych instalacjach domowych po 2027 r. [5]. Wspomniana wcześniej decyzja PE z dn. 6. lipca br. dopuszczająca warunkowo gaz ziemny jako „zielone” źródło do 2035 r. wcale nie jest zwycięstwem lobby gazowego. Nawet jeśli gaz ziemny byłby dostępny i możliwe byłoby wykorzystanie czasowe węgla, to uwzględniając giełdowe ceny futures surowca i uprawnień ETS oznaczałoby cenę 1 GJ z węgla na poziomie 91-118 PLN, a dla gazu ziemnego nawet bez ETS -110-195 PLN/GJ.

JAK NA TYM TLE WYGLĄDAJĄ PROGNOZY DLA ŹRÓDEŁ OZE?

Pewne pojęcie na temat kosztów LCOE dla różnych źródeł energii w okresie przed kryzysem ukraińskim przedstawia na podstawie analizy danych inwestycji oddanych do użytku w Niemczech w 2021 r. publikacja Fraunhofer Institut (rys. 1 na s. 64).

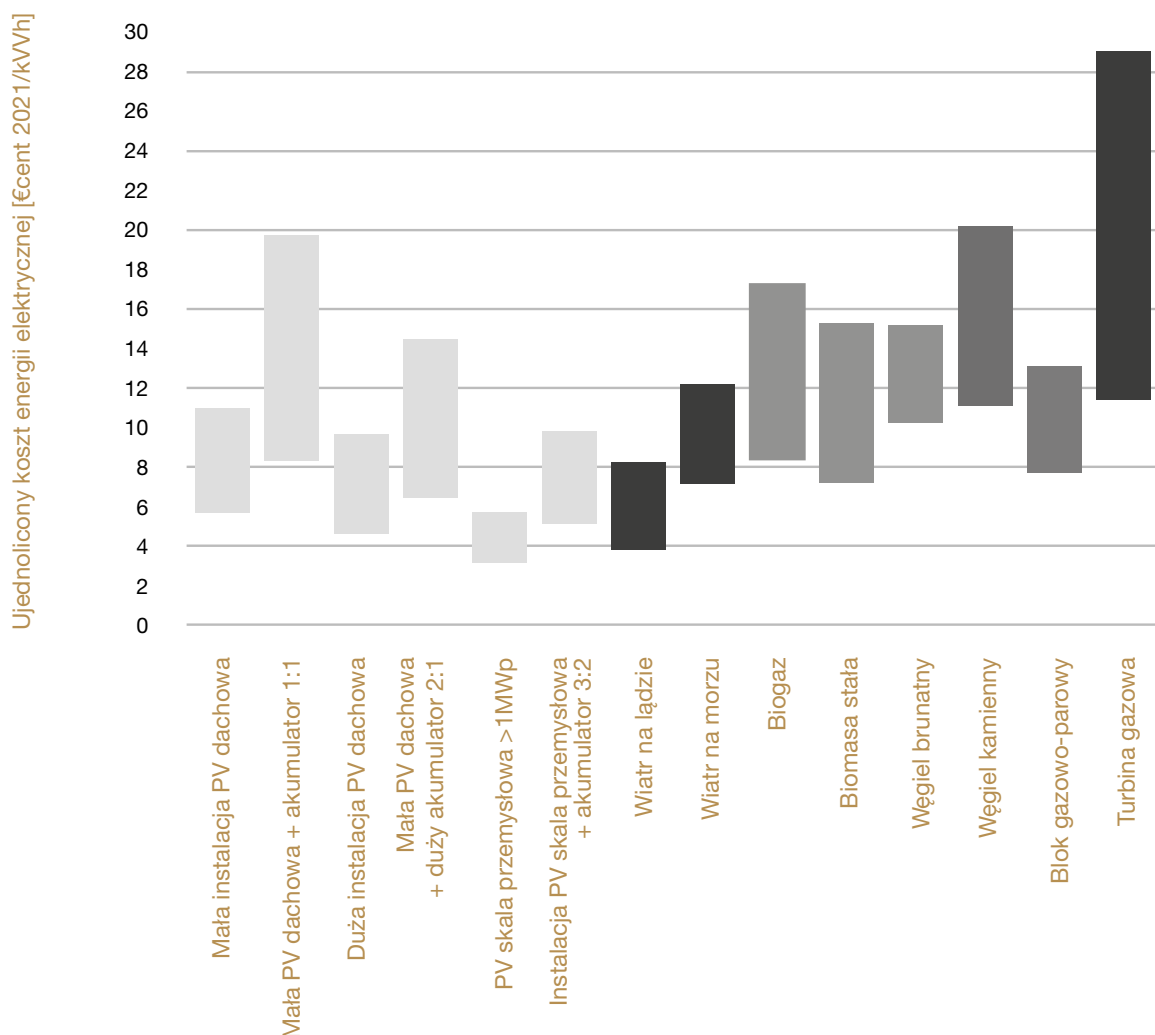
Na tle innych źródeł OZE należy zwrócić uwagę na dane dotyczące biogazu i biomasy stałej. Przedstawia je rys. 2 na s. 65.

Z wykresu wyraźnie wynika wpływ czasu pracy i kogeneracji na cenę pozyskiwanej energii. Należy to brać





Rys. 1. Koszty energii (LCOE – levelized cost of electricity) ze źródeł odnawialnych na przykładzie inwestycji w Niemczech w 2021 r. [6].



Dane dla wykresów oznaczonych dla fotowoltaiki PV np. 2:1 oznaczają stosunek mocy szczytowej kWp do pojemności magazynu energii w kWh o połowę mniejszej; np.: moc 30 kWp – pojemność magazynu -15 kWh; mała PV dachowa – moc <30 kWp, duża PV dachowa – moc > 30 kWp

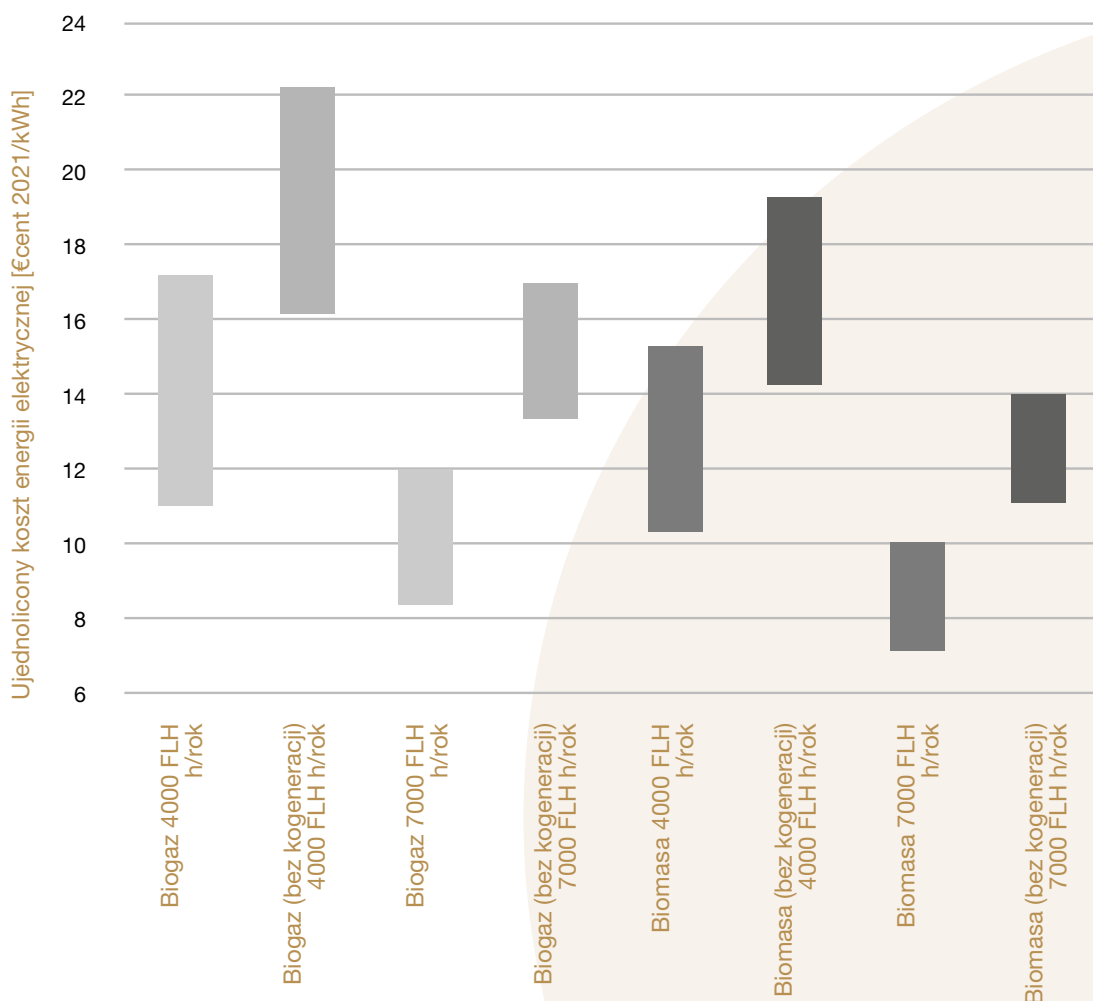
pod uwagę przy rozpatrywaniu źródeł biomasowych jako bufora dla PV i wiatraków. Należałoby wykonać analizę, czy nie lepiej byłoby dla tych dwóch źródeł zastosować własne magazyny energii?

Dane na wykresach uwzględniają przeciętne koszty całkowite budowy i eksploatacji instalacji w całym czasie jej funkcjonowania. Błędem jest przyjmowanie jako LCOE wyników aukcji OZE organizowanych w Polsce przez URE, które

uwzględniają doraźne koszty sprzedaży energii elektrycznej wytwarzanej w zależności od zjawisk atmosferycznych w instalacjach korzystających z różnych źródeł wsparcia. Za przykład mogą tu służyć np. morskie farmy wiatrowe, których koszt budowy nie uwzględnia wysokich kosztów budowy specjalnych portów morskich przystosowanych do przeładunku instalacji i materiałów budowlanych,

które to koszty w Polsce ponosi państwo, czyli podatnik. Zwodnicze są informacje o rzekomej przewadze ekonomicznej technologii wiatrowych i fotowoltaicznych, ponieważ ceny energii elektrycznej nie można opierać tylko na kosztach kapitałowych i kosztach zmiennych, ale należy ją kalkulować od źródła do końcowego odbiorcy, przy zachowaniu wszystkich warunków pracy synchronicznej systemu. A ta wymaga utrzymania

Rys. 2. Cena LCOE dla energii z biomasy i biogazu [6]



(FLH – ilość godzin pracy w roku przeliczona na pełną moc)

źródeł sterowalnych w rezerwie wirującej, czyli przy pracy bloków konwencjonalnych na najniższym poziomie obciążenia – zatem z najniższą sprawnością i najwyższym kosztem. W przypadku konieczności odstawienia bloku konwencjonalnego do rezerwy, kiedy pierwszeństwo (obowiązek) odbioru energii mają FW i PV, wówczas gdy zniknie wiatr lub zajdzie słońce, trzeba uruchamiać bloki konwencjonalne z wykorzystaniem drogiego paliwa rozpałkowego – oleju Ekoterm, a wówczas cena energii ze względu na ten koszt rośnie kilkakrotnie. Tych kosztów nie pokrywa właściciel FW lub

PV, a płaci je końcowy odbiorca ze świadomością, że cena energii wzrosła. Ona wzrasta z powodu pogodozależnych źródeł energii powodujących spychanie źródeł konwencjonalnych do rezerwy. Dane wskazują, że biomasa stała jest najtańszym źródłem OZE (obok wody). Bazą do obliczeń były ceny źródeł energii jeszcze sprzed wojny na Ukrainie. Aktualnie ceny paliw kopalnych drastycznie wzrosły, czyli różnica powiększyła się znacznie na korzyść biomasy.

Przypisy:

1. ICE Futures Europe API2 Rotterdam Coal Futures <https://www.theice.com/products/243/API2-Rotterdam-Coal-Futures>.
2. Kurier TGE nr 4949 z dn.28.06.2022.
3. <https://www.barchart.com/futures/quotes/NGX30/futures-prices?page=2> ng-17
4. <https://www.theice.com/products/197/EUA-Futures/data?marketId=6413606>.
5. <https://businessinsider.com.pl/gospodarka/unia-zakaze-piecow-gazowych-co-dalej-z-czystym-powietrzem/9t7xphf>.
6. Ch. Kost i in.; Levelized Costs of Electricity Renewable Energy Technologies; Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, June 2021.

Koszty inwestycyjne OZE

PRZY ROZWAŻANIU KOSZTÓW INWESTYCYJNYCH NALEŻY MIEĆ NA UWADZE DWA PRZYPADKI: SAMO WYTWARZANIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ, TAK JAK TO MA MIEJSCE W PRZYPADKU FOTOWOLTAIKI I WIATRaków ORAZ WYTWARZANIE ENERGII Z MOŻLIWOŚCIĄ JEJ DOSTARCZANIA DO SIECI, WEDŁUG OKREŚLONEGO HARMONOGRAMU.

Marek Pronobis – Politechnika Śląska

Sylwester Kalisz – Politechnika Śląska

Jerzy Majcher – MJ Doradztwo Energetyczne

Józef Wasylów – Biuro Techniki Kotłowej – Tarnowskie Góry

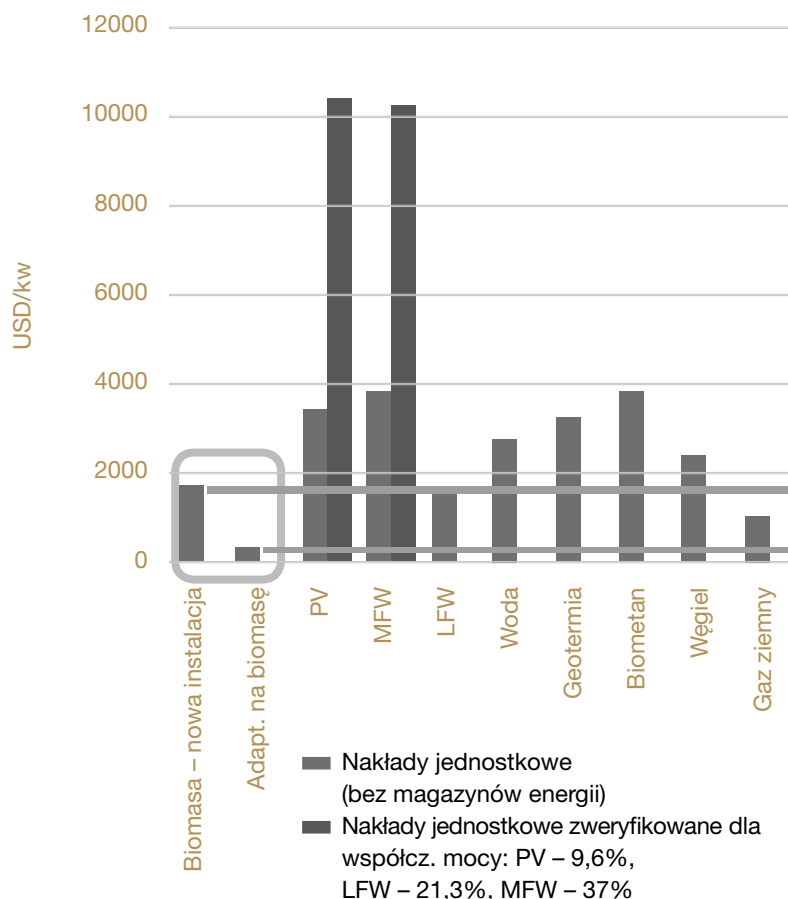
Józef Sołtys – PTH Intermark

Na rys. 1 przedstawiono średnie koszty inwestycyjne dla różnych źródeł energii z obszaru UE w okresie ostatnich 5 lat, które uwzględniają tylko nakłady na same instalacje wytwarzania energii z możliwością jej przekazywania do sieci bez uwzględniania magazynów energii. Najniższe nakłady wymagane są przy modernizacji istniejących jednostek węglowych z przekształcaniem ich na spalanie biomasy. W takiej sytuacji istnieje możliwość wykorzystania całej istniejącej infrastruktury przesyłowej, magazynowej i zaplecza technicznego. Znacznie prostsze i szybsze są też procedury administracyjne, a czas realizacji inwestycji jest krótki. Nakłady na nowe instalacje PV i zasilane gazem ziemnym są porównywalne (ok. 1000 USD/kW).

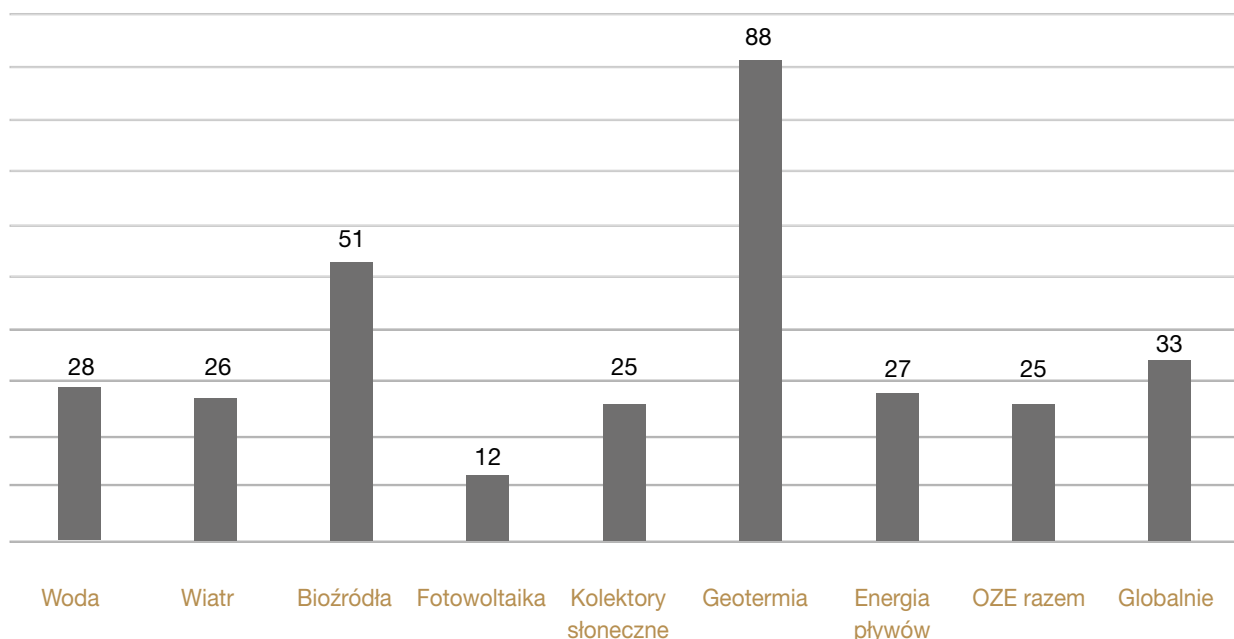
Droższe są w realizacji nowe instalacje biomasowe i lądowe farmy wiatrowe LFW (1500-1700 USD/kW). Koszty pozostałych instalacji są wyższe i zawierają się w granicach 2200-3800 USD/kW.

Jednak w przypadku fotowoltaiki i farm wiatrowych należy bezwzględnie brać pod uwagę rzeczywistość ich

Rys. 1. Koszty inwestycyjne różnych OZE oraz paliw kopalnych



Rys. 2. Współczynniki wykorzystania zainstalowanych mocy OZE (CF)* w 27 krajach UE w 2020r. [1]



*Capacity Factor - wskaźnik czasowy wykorzystania mocy zainstalowanej, jako wynik dzielenia wytworzonej w ciągu roku energii (MWh) przez moc zainstalowaną (MW). Ten czas pracy mocy zainstalowanej podzielony przez 8760 h/rok i pomnożony przez 100% daje w wyniku procentowy wskaźnik wykorzystania czasowego mocy źródła.

zdolność wytwarzania energii elektrycznej, której wskaźnikiem jest współczynnik wykorzystania mocy (Capacity Factor – CF), który w Niemczech w 2020 r. wynosił: dla fotowoltaiki- 9,6%, dla LFW – 21,3%, a dla morskich farm wiatrowych – 37%. Średni współczynnik wykorzystania mocy różnych źródeł energii CF dla 27 krajów UE w 2020 r. przedstawia rys. 2.

Współczynnik 51% dla energii z bioźródeł wynika z traktowania tego źródła jako mocy rezerwowej i wykorzystywania go jako bufora w przypadku braku energii z PV i wiatraków. Praktycznie moce biomasowe mogą być wykorzystywane przez 85-90% roku.

Dane na wykresie potwierdzają niskie wartości współczynnika CF dla PV i farm wiatrowych, co oznacza, że przy ich wykorzystywaniu należy mieć do dyspozycji albo wielokrotnie przewymiarowane moce z magazynami energii, albo też inne dyspozycyjne źródła energii. Jeśli założyć, że cała konsumowana energia elektryczna pochodziłaby

tylko z PV i farm wiatrowych, a sprawność magazynów energii wynosiłaby nawet 100% (co jest nierealne), to moc zainstalowana tych źródeł musiałaby być 5 do 10 razy większa w porównaniu ze źródłami dyspozycyjnymi (biomasa, węgiel, gaz ziemny). W przybliżeniu tyle razy musiałaby być wyższe także nakłady CAPEX. Do tego należałoby jeszcze doliczyć nakłady inwestycyjne na magazyny energii. Paradoxem jest istnienie przeswiadczenia w przestrzeni publicznej, że energia z wiatru i słońca „nic nie kosztuje”, bo przecież temu ceny energii elektrycznej w takich krajach jak Niemcy, czy Holandia, gdzie moc zainstalowana w FW i PV jest trzykrotnie większa od mocy zapotrzebowania, a ceny energii na rynku hurtowym są ponad czterokrotnie wyższe od cen na TGE w Polsce.

Przypisy:

1. Bioenergy Europe Statistical Report 2022.



Magazyny energii

NAKŁADY INWESTYCYJNE NA MAGAZYNY ENERGII SĄ NADAL BARDZO WYSOKIE,
A TECHNOLOGIE DOSTĘPNE W OGRANICZONEJ SKALI.

Marek Pronobis – Politechnika Śląska

Sylwester Kalisz – Politechnika Śląska

Jerzy Majcher – MJ Doradztwo Energetyczne

Józef Wasylów – Biuro Techniki Kotłowej – Tarnowskie Góry

Józef Sołtys – PTH Intermark

Rozważając inwestycję w magazyny energii pod uwagę należy brać m.in.:

1. maksymalną moc magazynu (w MW),
2. pojemność magazynu (MW),
3. czas rozładowywania (h),
4. liczbę cykli rocznie,
5. czas potrzebny na włączenie do sieci (tzw. response time),
6. rodzaj magazynu.

Dokładne studium uwzględniające te ww. parametry zawiera praca O. Schmidta [1] (patrz rys. 1 na s. 69). Znając statystyczny rozkład dostarczania energii ze źródeł PV i farm wiatrowych, kiedy to z powodów atmosferycznych nie są one w stanie dostarczać energii przez dziesiątki, a nawet setki godzin i chcąc polegać

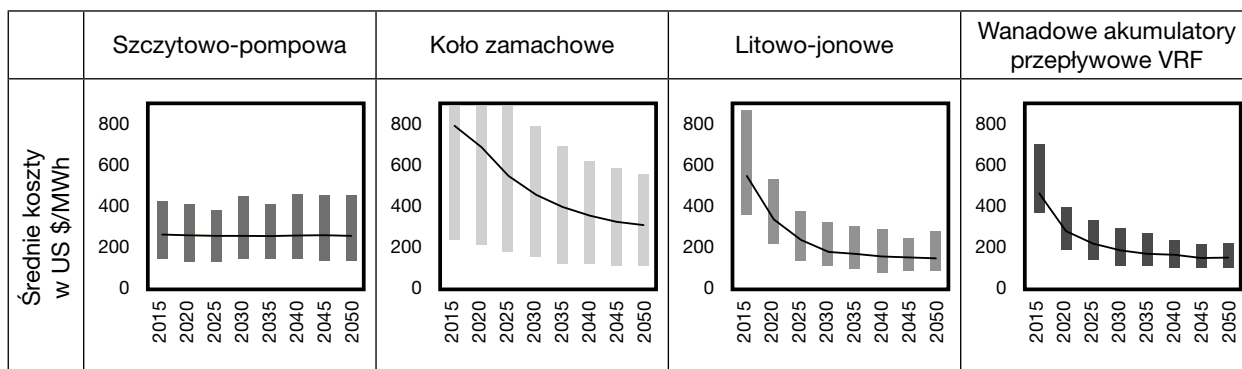
tylko na tych źródłach, należy zastosować magazyny energii o dużej mocy i dużej pojemności, zdolne dostarczać energię nawet przez kilkaset godzin. Wiąże się to jednak z radykalnym wzrostem kosztów takich magazynów, co ilustruje rys. 2 na s. 69.

Obecnie nakłady kapitałowe CAPEX takich magazynów wynoszą ok. 4500 USD/MW, a do roku 2050 wg optymistycznych i niczym nieudokumentowanych przesłanek mogą ulec obniżeniu o ok. 50%.

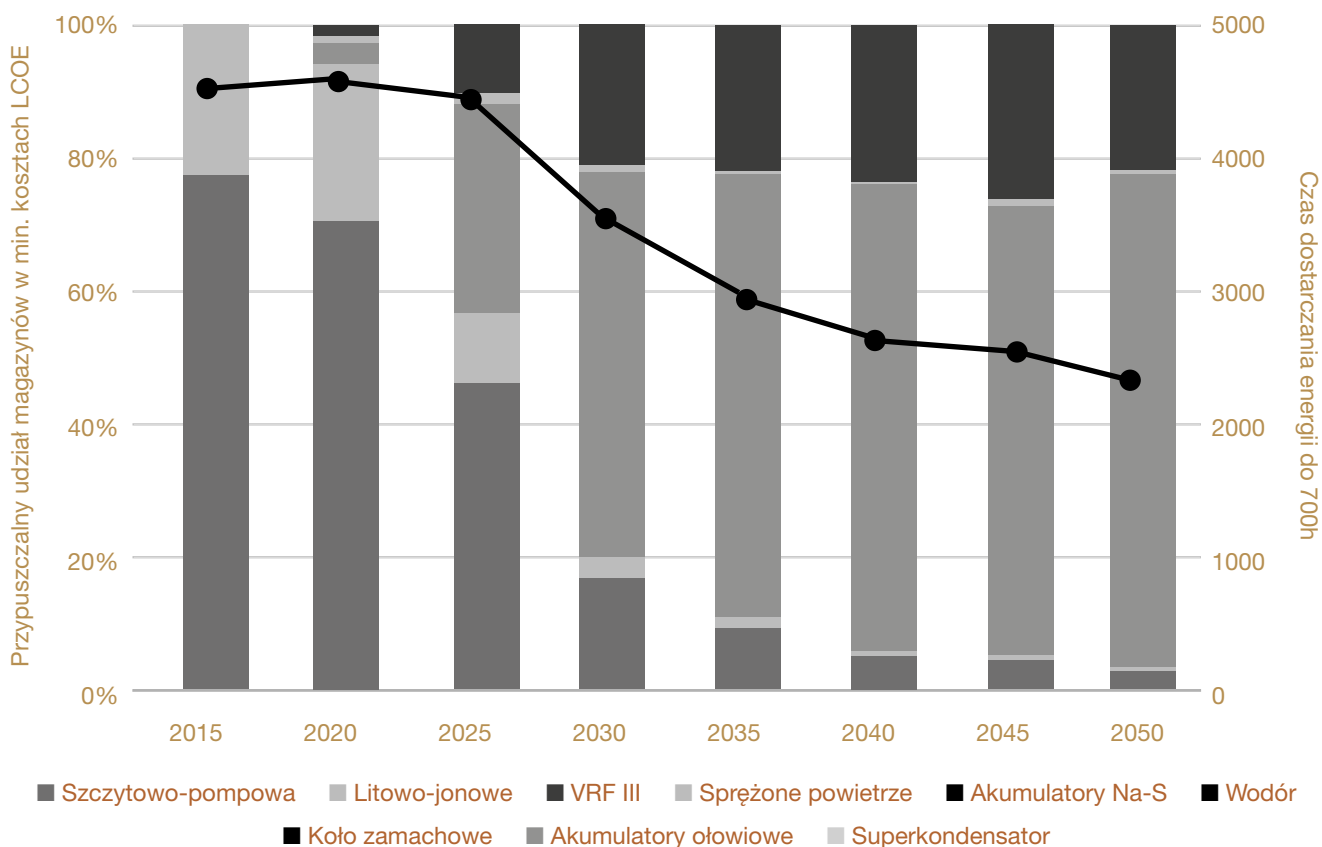
Jeśli porówna się koszty pozyskania energii dla dyspozycyjnej mocy jednostki ok. 20 MW



Rys. 1. Prognoza średniej wartości nakładów inwestycyjnych oraz przewidywany ich zakres dla różnych magazynów energii do roku 2050 dla mocy 100 MW, czasu rozładowania 1 h, 1000 cykli rocznie i czasu włączenia do sieci >10 s [1]



Rys. 2. Prognozowane średnie koszty magazynów energii dużej mocy i o dużej pojemności (prawa skala; czas dostarczania energii do 700h) oraz przypuszczalny udział różnych rodzajów magazynów w najniższych kosztach magazynowania energii (lewa skala) [1]



TAB. 1. ROCZNE KOSZTY PALIWA DLA DYSPOZYCYJNYCH JEDNOSTEK O MOCY 20 MW Z UWZGLĘDNIENIEM OPŁAT ETS

Źródło energii	Cena paliwa [PLN/GJ]	Wartość paliwa [mln. PLN/rok]	Wartość ETS [mln PLN/rok]	Razem paliwo + ETS [mln PLN/rok]
biomasa stała	50	37,1	0	37,1
węgiel	56–74	41,6–54,9	26,0–32,6	67,6–87,5
gaz ziemny	110–195	81,6–144,7	14,8–19,3	96,4–164
zielony wodór	90–200	66,8–148,4	0	66,8–148,4

i sprawności w kogeneracji ok. 85%, które nie wymagają magazynów energii, to w skali roku będą się one kształtować wg danych giełdowych w latach 2023-2030 w zakresie podanym w tabl. 2.

Wpływ kosztów paliwa węglowego i gazu ziemnego na koszty wytwarzania w Polsce energii elektrycznej w pierwszych miesiącach 2022 r. przedstawia rys. 3. [2].

Gdyby zamiast węgla i gazu zastosowano biomasę, to z kalkulacji wypadłyby koszty ETS (dla węgla 250-380 PLN/MWh, a dla gazu 116-141 PLN/MWh), a zakładając, że koszty 1 GJ z biomasy i węgla byłyby porównywalne, to w przypadku zastąpienia gazu ziemnego koszty paliwa byłyby niższe o ok. 330-570 PLN/MWh. Zastąpienie obu tych paliw pozwoliłoby zatem obniżyć koszty 1 MWh o ok. 300 PLN/MWh

w przypadku węgla i ok. 550-700 PLN/MWh w przypadku gazu. Tak znaczna obniżka ceny miałaby pozytywny wpływ na całą gospodarkę.

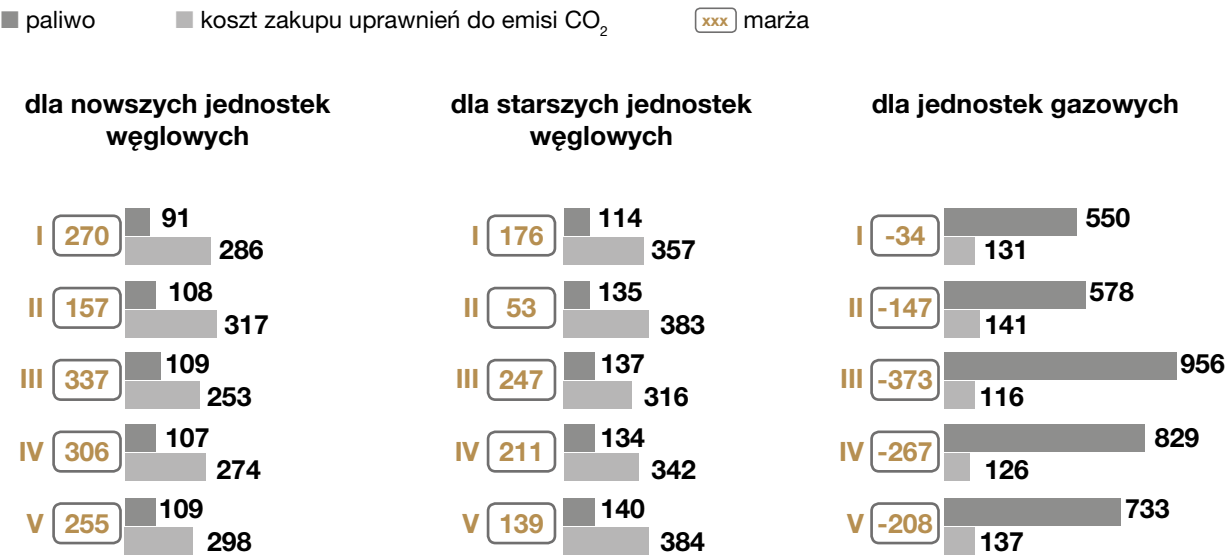
Przypisy:

1. O. Schmidt i in.; Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies; Joule 3, 81–100, 2019.

2. Skarg na drogi prąd przybywa; Rzeczpospolita z dn. 22.06.2022 r.

Rys. 3. Uprozczone koszty produkcji energii elektrycznej w Polsce w miesiącach I-V dla jednostek węglowych i gazowych [2]

Uprozczone koszty produkcji energii elektrycznej, I-V 2022 r., w zł*



Zrównoważone podejście do OZE

DOŚWIADCZENIA WIELU KRAJÓW UE WSKAZUJĄ WYRAŹNIE, ŻE POTRZEBNA JEST KOMPLEKSOWA ZMIANA PODEJŚCIA DO ENERGII Z OZE. DZIŚ JUŻ NIE WYSTARCZA OPIERANIE SIĘ NA JEDNYM ŹRÓDLE ENERGII DOSTARCZANEJ W SPOSÓB NIEPRZEWIDYWALNY I ZALEŻNY OD PORY ROKU CZY ZJAWISK ATMOSFERYCZNYCH.

Marek Pronobis – Politechnika Śląska

Sylwester Kalisz – Politechnika Śląska

Jerzy Majcher – MJ Doradztwo Energetyczne

Józef Wasylów – Biuro Techniki Kotłowej – Tarnowskie Góry

Józef Sołtys – PTH Intermark

Relatywnie niska cena energii z PV lub farm wiatrowych odbieranej pod przymusem przez sieć wtedy, kiedy jest wytwarzana, wprowadza w energetyce chaos spowodowany koniecznością włączania i wyłączania źródeł dyspozycyjnych opartych na węglu, gazie czy biomasie. Często źródła te muszą być wykorzystywane w granicach niskich mocy, co z kolei powoduje ich niską sprawność, a tym samym wysokie koszty energii. W sumie ta rzekomo tania energia z PV czy wiatraków powoduje wysokie koszty wytwarzania energii ze źródeł buforowych i wysoką jej cenę średnią, którą musi zapłacić końcowy odbiorca. Takie rozwiązanie ani nie jest sprawiedliwe, ani korzystne dla gospodarki. Wszystkie źródła energii powinny mieć jednakowe warunki dostawy energii według z góry ustalonego harmonogramu, czyli źródła OZE powinny dysponować własnymi jej magazynami lub ponosić koszty utrzymania źródeł dyspozycyjnych w rezerwie. Koszty co do zasady powinny być przypisywane tym źródłom, które są powodem ich postawiania. Tę racjonalną zasadę należałoby wprowadzić w całej branży

energetycznej – wówczas będzie można mówić o sprawiedliwej transformacji i przywróceniu zdrowych zasad funkcjonowania energetyki.

O tym, że takie rozwiązanie jest korzystne i dla producentów energii i jej użytkowników dobitnie przekonuje przykład istniejącej już od kilku lat instalacji w miejscowości Ringsted w Danii. Instalacja jest własnością spółki samorządowej. Jej schemat przedstawia rys. 1 na stronie 72. Instalacja składa się z następujących jednostek:

- dwóch kotłów na słomę o mocy 2x8,5 MW,
- biogazowni z silnikiem spalinowym CHP o mocy 11 MWe + 13 MWt,
- trzech pomp ciepła wykorzystujących głównie ciepło spalin o mocy 8MW, 1MW i 350 kW,
- magazynu ciepła,
- magazynu chłodu.

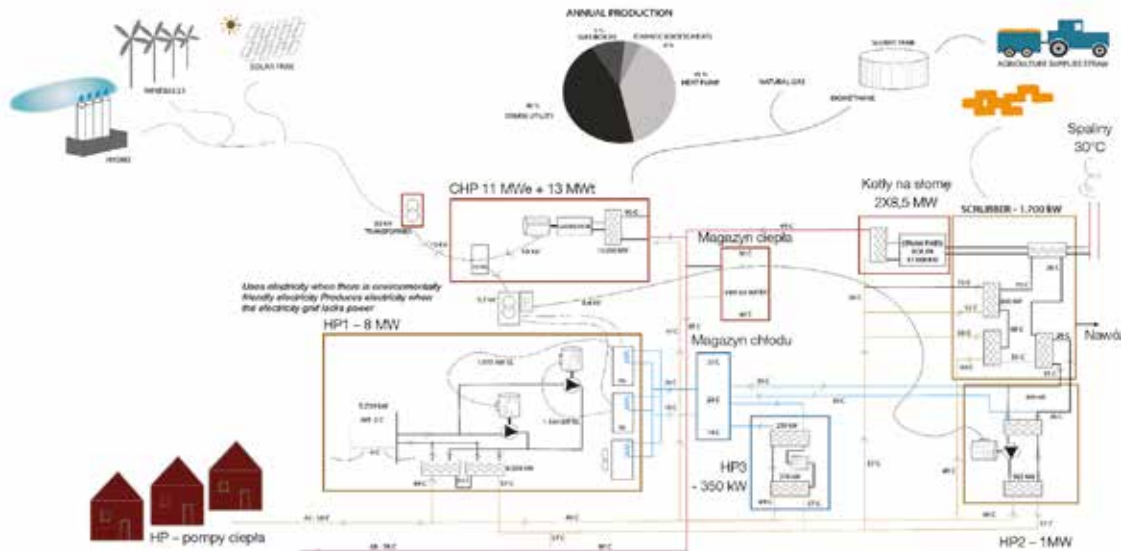
Taki układ pozwala na wykorzystanie w całości lokalnej biomasy stałej i biomasy w postaci wsadu do biogazowni. Układ współpracuje z siecią energetyczną kraju, której może dostarczać energię elektryczną w miarę potrzeb w czasie do 15 minut od otrzymania

polecenia. Najlepszą rekomendacją dla takiego rozwiązania jest cena ciepła dla lokalnych odbiorców, która w 2020 r. wynosiła 457 DKK/MWh (Tabl. 1). W porównaniu z rokiem 2010 cena ciepła uległa obniżeniu o ok. 20%, kiedy w tym czasie indeks cen konsumpcyjnych w Danii wzrósł o ok. 25%. Średnia cena ciepła sieciowego w Danii w 2020 r. wynosiła ok. 700 DKK/MWh. Oznacza to, że kompleksowe rozwiązanie w Ringsted zapewniło mieszkańcom ciepło taniej o ok. 36% i to przy praktycznie niezmiennym cenie w okresie 5 lat. Popiół z biomasy i poferment z biogazowni wykorzystywane są jako komponenty nawozowe. Nic nie stoi na przeszkodzie, aby podobne rozwiązanie znalazło zastosowanie w Polsce. Struktura gospodarki obu krajów jest podobna – ok. 60% powierzchni kraju zajmują grunty rolne. Jednak w przeliczeniu na osobę w Polsce – w Danii z biomasy produkuje się ok. 30 razy więcej energii. Alternatywą dla biomasowych źródeł energii są PV i farmy wiatrowe. Gdyby miały one stanowić jedyne źródła energii, to nakłady inwestycyjne kształowałyby się w granicach określonych na rys. 1 s. 66, z uwzględnieniem współczynnika efektywności czasowej, a więc dla PV i morskich farm wiatrowych – ok. 10 tys. USD, a dla lądowych farm wiatrowych – ok. 7 tys. USD na jeden kW dyspozycyjnej mocy efektywnej, a do tego należałoby doliczyć także koszty magazynów

TAB. 1. CENA CIEPŁA W ELEKTROCIEPŁOWNI RINGSTED W OKRESIE 2005-2020[1]

Rok	2005	2010	2015	2020
Cena [DKK/MWh]	516	564	452	457

Rys. 1. Schemat instalacji eklektrociepłowni w Ringsted (Dania) wykorzystującej kotły na słomę, biogazownię z silnikiem spalinowym i generatorem, pompy ciepła, magazyn ciepła oraz magazyn chłodu [1].



energii o czasie działania z równym nie kilka, ale kilkaset godzin.

Jak wynika z rys. 2 na s. 69 koszty takich magazynów obecnie kształtują się na poziomie ok. 4500 USD/MWh. Analizy dotychczasowych farm wiatrowych i instalacji PV dużej mocy wskazują, że dla zachowania bezpieczeństwa energetycznego należałoby się liczyć z czasem zasilania sieci z magazynu energii nawet do 700 godzin. Koszty takich magazynów byłyby astronomiczne, a energia z nich niewyobrażalnie droga.

Jako alternatywa dla magazynów energii proponowana jest ostatnio produkcja zielonego wodoru, który mógłby stanowić długoterminowy zbiornik energii dla ogniw paliwowych, czy też być zamiennikiem gazu ziemnego gospodarstw domowych i energetyki. Autorzy takich rozważań przyjmują często błędne założenie, że teoretyczna energia nadmiarowa z PV i farm wiatrowych byłaby przekazywana zakładom produkcji wodoru za darmo. Inwestorzy na te źródła energii wykładają pieniądze dla zysku i każdą kWh przekazywaną do elektrolizerów będą rozliczać po cenie LCOE, którą w przybliżeniu przedstawia rys. 1 na s. 64. Do tego należy doliczyć straty energii na elektrolizerach wynikające z ich sprawności (50-80%), koszty magazynowania i transportu wodoru (straty ok. 20 – 30%) oraz sprawność ogniw paliwowych czy też kotłów

spalających wodorów. W sumie ta droga pozwala na odzyskanie 25-35% włożonej energii elektrycznej [2]. Biorąc zatem pod uwagę nawet najtańszą energię z PV i LFW o LCOE w granicach 0,04-0,08 EURO/kWh (rys. 1 s. 64), to i tak oznaczać to będzie na końcu wartość 0,12 -0,32 EURO/kWh (tzn. 0,56-1,49 PLN/kWh), podczas gdy cena LCOE energii z biomasy wynosi 0,07-0,10 EURO/kWh (0,33-0,46 PLN/kWh). Analizując obecnie często wyrażane poglądy różnych kręgów zainteresowanych inwestycjami w transformację energetyczną, należy z ubolewaniem stwierdzić, że pod szczytnymi hasłami ochrony środowiska i klimatu ich autorzy jako główny cel stawiają sobie zapewne nie maksymalnych i długoterminowych zysków ze swoich inwestycji, na które ponadto chcą uzyskać jak największe dotacje. Mechanizm zatwierdzania cen ciepła i energii elektrycznej przez URE oraz warunki ogłaszanych aukcji przez ten organ, wbrew pozorom, wcale nie służą optymalizacji cen energii. Uczciwe warunki konkurencji wszystkich źródeł OZE byłyby wtedy, kiedy dostawcy energii elektrycznej i ciepła byłoby zobowiązani dostarczać te produkty według wcześniej uzgodnionego harmonogramu oraz na te źródła nałożony był obowiązek utrzymania magazynu energii lub opłaty za rezerwę ze źródeł konwencjonalnych. Taką zasadę utrzymania na stanie magazynowym mają ciepłownie

i elektrociepłownie, które na placu węglowym muszą stale utrzymywać zapas paliwa pierwotnego na okres nie krótszy niż 30 dni pracy. Oznaczałoby to konieczność budowy przez inwestorów w fotowoltaikę i farmy wiatrowe własnych magazynów energii o dużej pojemności, zapewniających dostawy energii przez co najmniej kilkadziesiąt lub nawet kilkaset godzin. Jeśli nadal URE będzie zobowiązywał sieci do zakupu energii wytwarzanej przez PV i wiatraki tylko przy korzystnych warunkach atmosferycznych, a rolę bufora będą stanowić instalacje zasilane paliwami kopalnymi obciążane opłatami za ETS, to wbrew pozorom w sumie energia elektryczna oraz ciepło są i nadal będą bardzo drogie. Znaczącą obniżkę tych cen można by uzyskać poprzez szerokie wykorzystanie potencjału Polski w biomasie, zwłaszcza biomasie agro.

Wiarygodne szacunki wskazują, że potencjał naszego kraju w energii pierwotnej biomasy wynosi ok. 400-500 PJ rocznie, co odpowiada ok. 17 mln ton węgla kamiennego. Taka ilość energii wystarczyłaby do zasilania wszystkich elektrociepłowni w kraju.

Przypisy:

1. <https://saf.org.ua/wp-content/uploads/2021/10/Ringsted-Ole-MD-storste-billeder-3.pdf>
2. https://www.greencarreports.com/news/1127660_battery-electric-or-hydrogen-fuel-cell-vw-lays-out-why-one-is-the-winner

Jakie szanse przed biomasa?

KRAJE UE UMIEJĘTNIE WYKORZYSTUJĄ POSIADANĄ BIOMASĘ – BEZPOŚREDNIO JAKO PALIWO ALBO JAKO TZW. BIOMSĘ MOKRĄ JAKO WSAD DO PRODUKCJI BIOGAZU. ZMIANY PROPONOWANE PRZEZ KE W ZAKRESIE PROGRAMU „FIT FOR 55” WYZNACZAJĄ DLA UE WIAŻĄCY CEL – ZWIĘKSZENIE DO 40% UDZIAŁU ENERGII ZE ŹRÓDEŁ ODNAWIALNYCH W OGÓLNYM KOSZYKU ENERGETYCZNYM DO 2030 R.

Marek Pronobis – Politechnika Śląska

Sylwester Kalisz – Politechnika Śląska

Jerzy Majcher – MJ Doradztwo Energetyczne

Józef Wasylów – Biuro Techniki Kotłowej –Tarnowskie Góry

Józef Sołtys – PTH Intermark

Obecny cel na poziomie UE zakłada minimalnie 32%. Biomasa używana do celów energetycznych pochodzi w 95% z zasobów własnych UE. Na znaczącą jej rolę wskazuje list kilkuset działaczy gospodarczych i polityków UE skierowany 5 maja br. do KE [1]. W Polsce biomasa przez ostatnie lata była traktowana marginalnie. Po nadprodukcji zielonych certyfikatów polityka (m.in. „Lex Energa”) doprowadziła do bankructwa 90% plantatorów biomasy energetycznej i zakładów jej przetwarzania. Dopóki nie stworzy się stabilnych warunków do zakładania plantacji, tworzenia spółek, klastrów, grup producenckich i pewności wieloletnich dostaw biomasy dla zakładów energetycznych, samo organizowanie przez Urząd Regulacji Energetyki aukcji na dostawy energii z biomasy nie przyniesie żadnych efektów, czego dowodem są wyniki ostatnich aukcji, z których na 8 zostały rozstrzygnięte tylko 3 z powodu braku zgłoszeń. Bez uruchomienia Narodowy Program Biomasy Agro dla Energetyki obejmującego cały proces od zakładania upraw, zakłady przetwarzania, modernizację energetyki i zagospodarowanie popiołów z biomasy, Polska straci wyjątkową szansę szybkiej transformacji energetycznej. Na najbliższe

„ **Obecnie nie ma żadnych przeciwwskazań natury technicznej, ekonomicznej i ekologicznej, aby biomasa, zwłaszcza biomasa agro, zajęła należne jej miejsce w transformacji energetycznej, przyczyniając się do rozwoju gospodarczego kraju i obniżenia cen na energię elektryczną i ciepło**

lata przewiduje się produkcję rocznie ok. 800-850 PJ energii elektrycznej i ok. 850-950 PJ ciepła. Potencjał biomasy

energetycznej w Polsce szacowany jest na ok. 400-500 PJ rocznie, zatem bez większych problemów w czasie 2-3 lat można by z biomasy pozyskać 20-30% energii pierwotnej. Ostatnio zaistniała szansa na zmianę tego niekorzystnego dla biomasy trendu. W Ministerstwie Klimatu i Środowiska powołano Zespół ds. zwiększenia udziału biomasy w systemie energetycznym i ciepłowniczym. Rolę tego źródła energii podkreśla też publikacja Strategia dla ciepłownictwa do 2030 r. z perspektywą do 2040 r. [2]. Czynnikiem sprzyjającym biomase jest także przygotowywany przez UE zakaz instalacji pieców na paliwa kopalne. W Polsce na wymianę czeka co najmniej 2 mln starych pieców węglowych w gospodarstwach indywidualnych. Zakładając, że część z nich zdecyduje się na pompy ciepła, to jednak względy ekonomiczne przemawiają za zastowaniem kotłów retortowych na pellety, które będą produkowane w warunkach lokalnych i to na wymianę za dostarczoną biomasę agro, co uczyni te źródła bezkonkurencyjnymi cenowo z innymi źródłami OZE. I na koniec należy ustosunkować się do kilku mitów krążących na temat biomasy. Pierwszy z nich to rzekomy brak surowca. Zaprzeczeniem tego jest stan sprzed kilku lat, kiedy to zielone certyfikaty



pozyskiwane z biomasy leśnej i agro w krótkim czasie znalazły się na rynku w ilości odpowiadającej kilkuletnim planom zużycia biomasy w energetyce. Także program wsparcia zakładania plantacji energetycznych szybko spowodował powstanie kilkudziesięciu tysięcy hektarów upraw, które wkrótce trzeba było likwidować z powodu braku zbytu biomasy. Dziś rolnicy potrzebują wyraźnych gwarancji finansowo-prawnych zanim znów dadzą się namówić na zakładanie upraw.

W tym przypadku nie ma przeszkód natury organizacyjnej, bo zgodnie z RED II biomasa może być pozyskiwana w dużych ilościach ze zrównoważonych upraw. Przykładem pozytywnych efektów stosowania biomasy w energetyce jest W. Brytania. Przekształcono tam w elektrociepłowni Drax ok. 2,6 GW mocy węglowych na biomasowe. Aby zapewnić dostawy własnej biomasy w ramach programu planuje się zagospodarowanie na uprawy biomasy energetycznej ok. 1,4 mln ha w celu uniezależnienia się od importu [3]. Ponadto zakład w 2030 r. będzie miał negatywną emisję, ponieważ CO₂ ze spalania biomasy będzie magazynowany pod ziemią. Drugim mitem jest rzekome wyjaławianie ziemi przez rośliny energetyczne. Otóż rośliny te są takimi samymi roślinami uprawnymi jak kukurydza, ziemniaki, buraki czy też zboża. Muszą one być odpowiednio prowadzone i nawożone. Do nawożenia, jak to jednoznacznie wykazały badania, można stosować mieszanekę popiołu z biomasy i osadów ściekowych. Dobrze prowadzona uprawa powoduje sekwestrację węgla w glebie, co przyczynia się do poprawy jej bonitacji, co ma istotne znaczenie, ponieważ uprawy energetyczne zakłada się na glebach V i VI klasy. Kolejny mit to rzekome odwodnienie terenów upraw. Rośliny energetyczne mają bardzo zróżnicowane zapotrzebowanie na wodę. Na terenach bagnistych można np. zakładać uprawy wierzb energetycznej, a na terenach ubogich w wodę – uprawę miskanta. Mitem często powtarzanym jest też twierdzenie, że biomasa agro nie nadaje się do zastosowania w kotłach z powodu szlakowania i korozji wysokotemperaturowej. Jak to wykazały wieloletnie prace badawcze na wszystkich typach kotłów o mocy od

kilku kW do ponad 200 MW, dzięki zastosowaniu odpowiednich dodatków mineralnych spalanie biomasy agro praktycznie nie różni się od spalania biomasy leśnej, jeśli tylko dodatki zostaną odpowiednio dobrane i zastosowane w prawidłowy sposób. Wieloletnie doświadczenia ewidentnie wykazują, że zastosowanie odpowiednich układów oczyszczania spalin sprawia, że dane dotyczące emisji spełniają najostrejsze kryteria ekologiczne i nie stanowią żadnego zagrożenia dla środowiska.

Obecnie nie ma żadnych przeciwskażeń natury technicznej, ekonomicznej i ekologicznej aby biomasa, zwłaszcza biomasa agro, zajęła należne jej miejsce w transformacji energetycznej, przyczyniając się do rozwoju gospodarczego kraju i obniżenia cen na energię elektryczną i ciepło. Wyprodukowanie np. 20 mln ton biomasy energetycznej przyniosłoby jej producentom co najmniej 15 mld zł przychodu, a krajowi dałoby oszczędności ok. 16 mld zł rocznie z tytułu redukcji opłat za CO₂. Rodzima biomasa w energetyce oznacza także silny impuls dla przemysłu maszynowego (producenci kotłów i pieców, producenci linii do przetwarzania biomasy), którego wyroby już dziś stoją na najwyższym światowym poziomie. W przeciwieństwie do inwestycji w PV i farmy wiatrowe, całość nakładów inwestycyjnych i przychodów z produkcji energii elektrycznej i ciepła pozostałaby w kraju.

Aby jednak te cele osiągnąć należy szybko pokonać istniejące bariery legislacyjne. Przede wszystkim należałoby szybko implementować do polskiego prawodawstwa treści pakietu aktów prawnych dot. OZE (Dyrektywa RED II, Fit for 55, REPowerEU, LUCULF, systemy certyfikacji). W tym zakresie zdziwienie musi budzić fakt, że największe opóźnienia dotyczą biomasy, podczas gdy akty prawne dotyczące PV lub farm wiatrowych uchwalane są praktycznie na bieżąco zgodnie z propozycjami inwestorów. Wielki potencjał biomasy energetycznej może zostać całkowicie zmarnowany ze stratą dla krajowej gospodarki. Najbardziej rozsądnym wyjściem z tej sytuacji byłoby uchwalenie Narodowego Programu Biomasy Agro dla Energetyki kompleksowo rozwiązującego istniejące problemy natury

prawnej i finansowej i umożliwiającego radykalne przyspieszenie transformacji energetycznej. Na koniec trzeba też zauważyć, że zamiast postulowanej przebudowy kotłów energetycznych z węgla na gaz ziemny przy całkowitej eliminacji węgla, w polskich warunkach znacznie korzystniejszą opcją jest zastąpienie połowy węgla biomasą. W obu przypadkach nastąpi wprowadzenie obniżenia opłat za emisję CO₂ o połowę, ale współspalanie węgla z biomasą zmniejszyłoby presję na likwidację górnictwa skoro nadal połowa paliwa pochodziłaby z kopalń, a ponadto zlikwidowałoby praktycznie konieczność importu węgla.

Przypisy:

1. Letter by over 500 companies urging the European Commission to include bioenergy as part of the REPowerEU strategy (<https://bioenergyeurope.org/component/attachments/attachments.html?id=2181&task=download>).
2. <https://www.gov.pl/attachment/97606021-2c47-48d8-9e7b-4aa8df589a07>.
3. Biomass policy statement: a strategic view on the role of sustainable biomass for net zero (https://www.gov.uk/government/publications/biomass-policy-statement-a-strategic-view-on-the-role-of-sustainable-biomass-for-net-zero?utm_medium=email&utm_campaign=govuk-notifications&utm_source=5ed8f3bd-2373-43ef-8172-94cc6b4ebfe0&utm_content=daily).

Finansowanie inwestycji biomasowych w oparciu o instrumenty dłużne i granty

OBECNE ZAWIROWANIA NA MIĘDZYNARODOWYCH RYNKACH SUROWCOWYCH ZWIĘKSZAJĄ NIEPEWNOŚĆ ZWIĄZANĄ Z POZYSKIWANIEM PALIW KOPALNYCH, CZYLI ZASADNICZO WĘGLA ORAZ GAZU ZIEMNEGO. JAK NIGDY DO TEJ PORY, BIERZE SIĘ POD UWAGĘ RAMY PRAWNE I ZALECENIA KOMISJI EUROPEJSKIEJ – W TYM PRZED W SZYBOKIM PAKIET ENERGETYCZNO-KLIMATYCZNY „FIT FOR 55”.

Paweł Jamrożek, Audytor inwestycyjny

Już wcześniej, bo w 2020 roku, pandemia COVID-19 zmusiła przedsiębiorstwa przemysłowe oraz zakłady energetyczne (wytwórcze oraz dystrybucyjne) do rewizji planów inwestycyjnych. Aby osiągnąć wymagane przez akcjonariuszy oraz banki wskaźniki finansowe (np. wskaźnik płynności bieżącej), spółki decydowały się na stosowanie finansowania pozabilansowego. Trend ten był szczególnie wyraźny dla zakładów produkcyjnych, dla których energetyka nie jest głównym obszarem funkcjonowania, gdyż stanowi wsparcie tzw. core business (bazowej działalności). Powstało wiele modeli finansowania i funkcjonowania obszaru wytwarzania energii (które zostaną przytoczone w pierwszej części artykułu).

W dłuższej perspektywie spalanie gazu ziemnego czy węgla będzie nie tylko ograniczane przepisami i dodatkowymi opłatami, ale po prostu stanie się nieopłacalne. Głównie z uwagi na wysokie koszty zakupu, proklimatyczne obciążenia fiskalne oraz niepewność na międzynarodowych rynkach (w zakresie

dostępnych wolumenów oraz sposobów dostawy). Aby poprawić rentowność projektów należy zorientować się na środki pomocowe oferowane przez Komisję Europejską oraz Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, o czym pod koniec artykułu.

SPOSOBY FINANSOWANIA

Katalog dostępnych sposobów finansowania inwestycji w wytwarzanie energii cieplnej oraz elektrycznej, w tym projektów biomasowych, podzielić można na:

1. Instrumenty własne, jak podwyższenie kapitału zakładowego przez udziałowców, wykorzystanie środków własnych.
2. Instrumenty obce, do których należą m.in.:
 - ✓ kredyty, pożyczki,
 - ✓ leasing,
 - ✓ najem długoterminowy,
 - ✓ outsourcing (poprzedzony sprzedażą majątku z możliwością późniejszego wykupu),
 - ✓ granty, umorzenie części kredytu, pomoc de minimis.

Finansowanie inwestycji obejmuje dwie składowe, tj. CAPEX (nakłady inwestycyjne) oraz OPEX (wydatki operacyjne na funkcjonowanie instalacji, w tym koszty osobowe, remonty i bieżące utrzymanie).

OUTSOURCING

Zważywszy, że finansowanie bankowe (kredyt, leasing czy najem) pozostają szerzej znane, warto przedstawić bliżej istotę innych instrumentów dostępnych na rynku, jak outsourcing. Tu wkraczają określone modele postępowania, zagadnienia kontraktowe oraz plany inwestycyjne.

Na krajowym rynku funkcjonuje co najmniej kilkanaście znaczących podmiotów międzynarodowych wyspecjalizowanych w outsourcingu energetycznym. Część z nich koncentruje się na utrzymaniu ruchu (ang. O&M – Operation and Maintenance), czyli w zasadzie przeniesieniu określonej grupy pracowników poza strukturę firmy. O&M może zostać poszerzony o czynności remontowe, przeglądy, konserwację oraz zarządzanie obiektami innymi niż energetyczne (ang. FM

– Facility Management). Tyle względem OPEX.

Znacznie bardziej złożona jest sytuacja w zakresie finansowania nakładów CAPEX. W ślad za koncentrowaniem się przemysłu na działalności podstawowej, coraz więcej przedsiębiorstw decyduje się wydzielić poza strukturę firmy (np. w formie spółki zależnej) działalność wspierającą, głównie wytwarzanie i dystrybucję czynników energetycznych, w tym ciepło oraz energię elektryczną wytwarzaną z biomasy. Samo posiadanie wyodrębnionych części przedsiębiorstwa zajmujących się energetyką jest już doskonałym punktem do rozważenia outsourcingu.

Formuła przedstawia się następująco: podmiot wyspecjalizowany w inwestycjach energetycznych przejmuje na własny bilans takie aktywa jak ciepłownię (węglową, gazową czy biomasową) celem jej późniejszej modernizacji. Wraz z majątkiem, z zastrzeżeniem art. 23 Kodeksu pracy, do firmy outsourcingowej przechodzą pracownicy pełniący obowiązki utrzymania ruchu. Podmiot finansujący opracowuje 10- lub 15-letni plan inwestycyjny, zakładający zarówno CAPEX, jak i OPEX. Dzięki temu wiadomo, ile zainwestuje w wytwarzanie energii i infrastrukturę towarzyszącą, jak będzie wyglądała struktura i siatka wynagrodzeń, ale przede wszystkim – w zakresie mediów koncesjonowanych – ile wyniosą jednostkowe koszty (za MWh energii elektrycznej lub GJ ciepła). Na podstawie prognozy zapotrzebowania zakładu szacuje się wartość kontraktu i prognozę przepływów pieniężnych.

Po zakończeniu 10- lub 15-letniego cyklu inwestycyjnego umowa outsourcingu może pozostawić przedsiębiorstwom dwa scenariusze. Po pierwsze, nowa biomasowa infrastruktura energetyczna może – wraz z pracownikami – wrócić na majątek spółki produkcyjnej. Nawiasem, może się to stać w dowolnym momencie kontraktu na podstawie odrębnych ustaleń. Po drugie, strony mogą uzgodnić kolejne plany inwestycyjne i kontynuować współpracę jak do tej pory.

Co najważniejsze, wraz z wydzieleniem obowiązków energetycznych – przedsiębiorstwo produkcyjne zrzuca z siebie odium obowiązków i przepisów w zakresie klimatu, ochrony środowiska (co obejmuje energetykę, gospodarkę wodno-ściekową,

gospodarowanie odpadami i in.). Wszystkie te zobowiązania przechodzą na właściciela infrastruktury biomasowej, który posiada tytuł prawny do majątku, stąd staje się stroną postępowania przed organami administracji państwowej.

MEDIA KONCESJONOWANE

ENERGETYKA

- ciepło i energia elektryczna, obrót;
- ciepło i energia elektryczna, dystrybucja.

MEDIA NIEKONCESJONOWANE

EKOLOGIA

- obróbka ścieków przemysłowych, bytowych i deszczowych;
- odbiór, selekcja, transport, zagospodarowanie, utylizacja odpadów przemysłowych.

CZYNNIKI ENERGETYCZNE

- produkcja i dystrybucja wody zdemineralizowanej;
- przygotowywanie wody pitnej i przemysłowej;
- produkcja i dystrybucja sprężonego powietrza;
- dystrybucja energii w postaci zimnej, przygotowanie czynnika do obiegów chłodniczych;
- dystrybucja gazów technicznych.

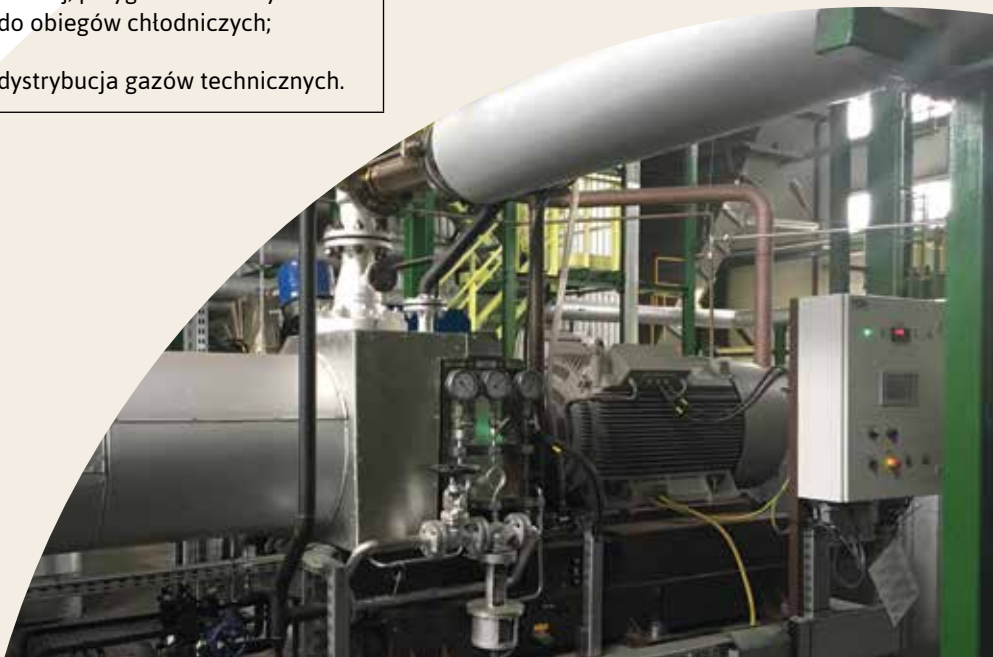
WYJŚCIE POZA BILANS

W ślad za potrzebą rozwoju działalności podstawowej przedsiębiorstw produkcyjnych, pojawiła się potrzeba poprawienia wskaźników. Można to najszybciej osiągnąć wyłączeniem ze struktur firmy aktywów energetycznych i późniejsze zastosowanie mechanizmów leasingu oraz najmu/dzierżawy.

Aby upewnić się co jest leasingiem, a co najmem/dzierżawą, należy odpowiedzieć sobie na kilka najważniejszych pytań:

- ✓ Czy umowa leasingu/najmu została zawarta na czas oznaczony?
- ✓ Czy suma ustalonych w umowie opłat odpowiada co najmniej wartości rynkowej przedmiotu leasingu?
- ✓ Czy suma ustalonych w umowie opłat pomniejszona o VAT, odpowiada co najmniej wartości początkowego przedmiotu leasingu/najmu?
- ✓ Czy umowa leasingu/najmu została zawarta na co najmniej 40% normatywnego okresu amortyzacji?

Jeśli chociaż jeden warunek jest spełniony, to umowa – niezależnie od swojego nagłówka – jest podatkową umową tzw. leasingu operacyjnego. Z bilansowego punktu widzenia bardzo istotne jest rozróżnienie leasingu operacyjnego



i finansowego. Ustawa o rachunkowości reguluje fakt przyjęcia do użytkowania obcego środka trwałego lub wartości niematerialnych i prawnych na podstawie umowy. Leasingowane aktywa ujmowane są w bilansie korzystającego, gdy spełniony jest co najmniej jeden z warunków określonych w art. 3 ust. 4 ustawy. Jeśli nie, do opodatkowania stron umowy stosuje się przepisy dla umów najmu i dzierżawy. W tej sytuacji opłaty z tytułu najmu lub dzierżawy ujmuje się jako pozostałe koszty operacyjne. Wynika to z art. 3 ust. 1 pkt 32 ustawy o rachunkowości, na podstawie którego koszty i przychody związane pośrednio z działalnością operacyjną jednostki zaliczane są w księgach rachunkowych do pozostałych kosztów i przychodów operacyjnych.

GRANTY

Komisja Europejska prowadzi aktywną politykę promowania proekologicznych inwestycji w duchu „Fit for 55”. Poniżej opisane są najciekawsze możliwości finansowania inwestycji w modelu grantu.

• Program LIFE

- ✓ Podmiot odpowiedzialny: Komisja Europejska (CINEA) przy współpracy z NFOŚiGW,
- ✓ Maksymalny budżet: ok. 5 mln EUR,
- ✓ Zakres: innowacyjne przedsięwzięcia z branży OZE (w tym biomasa),
- ✓ Wysokość grantu: do 55% kosztów kwalifikowanych,
- ✓ Wymagane dokumenty: zasadniczo wniosek aplikacyjny.

Pozostałe informacje:

- ✓ Dokumentacja sporządzana w języku angielskim,
- ✓ Konkursy organizowane w cyklu rocznym,
- ✓ Możliwość złożenia wniosku przez konsorcja firm,
- ✓ Zalecany międzynarodowy charakter projektu,
- ✓ Nakłady CAPEX do 2-5 mln EUR (środki trwałe, podwykonawstwo, materiały),
- ✓ Możliwość ograniczenia wkładu przez zastosowanie wsparcia partnerów.

• Fundusz Innowacji

- ✓ Podmiot odpowiedzialny: Komisja Europejska (CINEA),
- ✓ Maksymalny budżet: 1 mld EUR,
- ✓ Zakres: innowacyjne przedsięwzięcia z branży OZE (w tym biomasa),
- ✓ Wysokość grantu: do 55% kosztów kwalifikowanych,
- ✓ Wymagane dokumenty (poza wnioskiem aplikacyjnym) to Business Plan, Implementation Plan (Plan Wdrożenia), Feasibility Study (Studium Wykonalności).

Pozostałe informacje:

- ✓ Dokumentacja sporządzana w języku angielskim,
- ✓ Konkursy organizowane w cyklu rocznym,
- ✓ Możliwość złożenia wniosku przez konsorcja firm,
- ✓ Możliwość ograniczenia wkładu przez zastosowanie finansowania obcego.

• Kogeneracja powiatowa

- ✓ Podmiot odpowiedzialny: NFOŚiGW,
- ✓ Program ma na celu wsparcie inwestycji dotyczących lub/i przebudowy jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 1 MW, pracujących w warunkach wysokosprawnej kogeneracji (z wyłączeniem energii wytworzonej w jednostce kogeneracji opalanej węglem) wraz z podłączeniem ich do sieci, w których do produkcji energii wykorzystuje się:
 - ciepło odpadowe,
 - energię ze źródeł odnawialnych jak m.in. biomasa,
 - paliwa gazowe, mieszanki gazów, gaz syntetyczny lub wodór.
- ✓ Wyłączone ze wsparcia są instalacje współspalania stałych paliw kopalnych z innymi paliwami (np. biomasa) w instalacjach wielopaliwowego spalania jak i dedykowanego spalania wielopaliwowego,
- ✓ Do dofinansowania kwalifikują się instalacje, z których co najmniej 70% ciepła użytkowego wytworzonego w jednostce kogeneracji w roku kalendarzowym zostanie wprowadzone do publicznej sieci ciepłowniczej,
- ✓ Okres kwalifikowalności kosztów przypada od 01.01.2021 r. do 31.12.2030 r.,

✓ Formą dofinansowania są jednocześnie dotacja oraz pożyczka,

- ✓ Intensywność dofinansowania:
 - dofinansowanie w formie pożyczki do 100% kosztów kwalifikowanych,
 - dofinansowanie w formie dotacji do 50% kosztów kwalifikowanych.

• Fundusz Modernizacyjny

- ✓ Podmiot odpowiedzialny: NFOŚiGW,
- ✓ Fundusz Modernizacyjny przyczyni się do realizacji priorytetów wynikających z Krajowego Planu ds. Energii i Klimatu oraz Polityki Energetycznej Polski 2040 (PEP2040),
- ✓ Możliwe będą do sfinansowania inwestycji w zakresie:
 - wytwarzania i wykorzystania energii z OZE,
 - efektywności energetycznej,
 - magazynowania energii i modernizacji sieci energetycznych,
 - wsparcia sprawiedliwej transformacji w regionach uzależnionych od paliw kopalnych.

• Fundusz Transformacji Energetyki

- ✓ Podmiot odpowiedzialny: NFOŚiGW, przy współpracy z BGK.
- ✓ Fundusz ten będzie rozporządzać środkami ze sprzedaży uprawnień do emisji CO₂, ma zacząć działać od 2022 r. – przewiduje projekt ustawy. Wsparcie z tego funduszu ma płynąć m.in. na energetykę jądrową i OZE.
- ✓ Projekt wskazuje też przedsięwzięcia, które będą mogły skorzystać ze wsparcia ze środków Funduszu. Jak wymieniono w szczególności mają to być inwestycje z zakresu: energetyki jądrowej; OZE; sieci przesyłowych i dystrybucyjnych; wysokosprawnej kogeneracji i efektywnych systemów ciepłowniczych; gazowych jednostek wytwórczych; magazynów energii; innowacyjnych technologii; poprawy efektywności energetycznej; sprawiedliwej transformacji; wychwyty i składowania dwutlenku węgla.

K

A

T

A

L

O

G



Katalog firm biomasowych 2023

**Arcon Polska Sp. z o.o.**

ul. Baletowa 14
02-867 Warszawa
tel.: +48 22 648 08 10
e-mail: sales@arcon.com.pl
www.arconforest.pl

Wyłączny autoryzowany dystrybutor rębaków mobilnych Bruks na terenie naszego kraju. Rębaki Bruks zostały opracowane i zoptymalizowane pod kątem ekonomicznej produkcji zrębki i zrewolucjonizowały pozyskiwanie biomasy. Oferują bardzo wysoką wydajność i niezawodność oraz zapewniają stałą jakość i wydajną produkcję energii odnawialnej. Bazując na naszym wieloletnim doświadczeniu i bogatym portfolio maszyn, zapewniamy profesjonalną obsługę posprzedażną, szkolenia, serwis gwarancyjny i pogwarancyjny oraz dostawy akcesoriów i części zamiennych.

**Asket**

ul. Forteczna 12a
61-362 Poznań
tel.: +48 61 877 05 05
e-mail: biuro@asket.pl
www.asket.pl

Asket jest producentem linii Biomasser do brykietowania biomasy agro (np. słomy). Linie dostępne są w wersji stacjonarnej i mobilnej. Brykiety powstają w zaledwie 2-etapowym procesie (cięcie i brykietowanie), są w 100% naturalne i stosowane do ogrzewania zamiast węgla lub drewna, także dla zwierząt. Biomasser pracuje z surowcem o wilgotności do 30%, bez suszenia. Jest to pierwsza maszyna w Europie, która otrzymała świadectwo UE ETV, potwierdzające jej ekoinnowacyjność i wspieranie ochrony klimatu.

**Baltpool, UAB**

Žalgirio st. 90
09303 Vilnius
tel.: +370 619 86785
e-mail: biomass@baltpool.eu
www.baltpool.eu

Międzynarodowa giełda biomasy Baltpool zaprasza polskie firmy do handlu standaryzowaną biomasą na internetowych aukcjach. Baltpool zapewnia szybki i wygodny sposób kupna lub sprzedaży biomasy po najdokładniejszej cenie rynkowej i jest w pełni zgodny z RED II. Rejestracja jest bezpłatna: opłatę uiszczasz dopiero po dokonaniu transakcji. Wszystkie informacje

dostępne są w języku polskim.

**Biocontrol****Biocontrol Sp. z o.o.**

ul. Waszyngtona 34/36
81-342 Gdynia
tel.: +48 533 505 083
e-mail: info@bio-control.pl
www.bio-control.pl

Wiodący dostawca usług audytu, weryfikacji i uwierzytelniania w sektorach energetyki odnawialnej, przemysłu i handlu. Przeprowadziliśmy ponad 1000 audytów uwierzytelniających źródła pochodzenia biomasy oraz dostawców paliw odnawialnych do największych wytwórców energii odnawialnej w Polsce i za granicą. Każdego roku ponad milion ton biomasy uwierzytelnionej przez Biocontrol jest spalane w instalacjach OZE w celu wytworzenia „zielonej energii”. Pięć wiodących grup energetycznych wybrało Biocontrol jako wyłącznego dostawcę usług weryfikacji i audytów kwalifikacyjnych dla dostawców paliw biomasowych.

**Biomass Trust Sp. z o.o.**

Biuro Zarządu:
ul. Rybaki 9/1
„Przystań Wiśłana”
87-100 Toruń
tel. +48 691 155 255
www.biomasstrust.eu

Wiodący operator na rynku dostaw paliw biomasowych. Biomass Trust realizuje dostawy z poziomu krajowych, jak i zagranicznych placów składowych, transportem kołowym, kolejowym, morskim oraz barkami. Nasze dostawy kierujemy głównie do elektroenergetyki zawodowej, ciepłownictwa systemowego, ciepłowni i elektrociepłowni lokalnych oraz przemysłowych jak i odbiorców indywidualnych.

**Bureau Veritas Polska Sp. z o.o.**

ul. Migdałowa 4
02-796 Warszawa
tel.: +48 22 549 04 00
e-mail: certyfikacja@bureauveritas.pl
www.bureauveritas.pl

Założona w 1828 roku firma Bureau Veritas jest światowym liderem branży TIC (Testing, Inspection & Certification) dostarczając wysokiej jakości usługi mające na celu pomoc klientom w spełnianiu wymagań związanych z jakością, BHP, ochroną środowiska oraz odpowiedzialnością społeczną. W sektorze zarządzania produkcją biopaliw oraz biomasy oferujemy wsparcie dla pełnego procesu inwestycyjnego, od początkowego okresu związanego z budową biogazowni po certyfikację i szkolenia w łańcuchu dostaw wg Dyrektywy RED II, w oparciu o systemy: ISCC, REDCert, KZR INiG oraz SURE.


CEDRUS Spółka z o.o. Sp. k.

Łążyn II 97A
87-123 Dobrzejewice
tel.: +48 501 334 765
e-mail: biuro@cedrus.org.pl
www.cedrus.org.pl

Cedrus specjalizuje się w produkcji urządzeń do rozdrabniania, składowania, suszenia i transportu biomasy oraz pasz, nawozów, odpadów (RDF, biogazowni, komunalnych) i innych materiałów sypkich. Projektuje i realizuje kompleksowo produkcyjne linie technologiczne do suszenia, granulacji, rozdrabniania oraz aspiracji. Dostosowuje technologie uwzględniając indywidualne potrzeby klienta. Oferta firmy Cedrus kierowana jest zarówno do dużych zakładów, jak i małych firm.


Compte For-Tech Sp. z o.o.

ul. Liściasta 13
89-600 Chojnice
tel.: +48 52 397 20 46
kom.: +48 662 211 532
e-mail: michal.komorowski@compte-fortech.pl
www.compte-fortech.eu

Compte For-Tech jest producentem kotłów na biomasę o wilgotności do 60% oraz mocach od 150 kW do 12 MW, czynnikiem roboczym może być woda gorąca, woda przegrzana lub para wodna. Produkuje również instalacje do termicznego przekształcania odpadów oraz generatory gorących gazów. Dostarcza ponadto magazyny biomasy w postaci ruchomych podłóg, przenośniki biomasy, kontenery z ruchomą podłogą, przenośniki popiołu, ciągi spalinowe oraz filtry i kominy. Odbiorcami są firmy przemysłowe, dla których liczy się trwałość i niezawodność instalacji.


Energika
Zbigniew Szamałek Spółka Komandytowa

ul. Kwiatowa 11, Zasutowo
62-330 Nekla
tel.: +48 61 435 40 40
e-mail: biuro@energika.pl
www.energika.pl

Od ponad 35 lat Energika realizuje inwestycje w branży energetyki ciepłej i zawodowej na terenie całej Europy. Naszą misją jest dostarczanie nowoczesnych i efektywnych rozwiązań technologicznych, które zwiększają zyski oraz konkurencyjność klientów. Profil działalności: budowa, remonty i modernizacje ciepłowni oraz elektrociepłowni; kogeneracja i trigeneracja; agregaty ORC; turbozespoły parowe; produkcja m.in. kotłów parowych i wodnych, zbiorników, wymienników, elementów ciśnieniowych, rurociągów; kontrakty EPC.


Fire Service Systems s.c.

ul. Klasztorna 7A
78-400 Szczecinek
tel.: +48 94 73 265 73
e-mail: biuro@fss.info.pl
www.fss.info.pl

Fire Service Systems s.c. jest największą polską firmą oraz liderem rynku w zakresie instalacji wykrywania i gaszenia iskiei. Oferowane rozwiązania to nowoczesny system niemieckiego producenta T&B electronic GmbH, którego jesteśmy bezpośrednim i wyłącznym przedstawicielem na rynku polski. Od ponad 16 lat zajmujemy się kompleksowo całą inwestycją związaną z systemem wykrywania i gaszenia iskiei. Projektujemy, montujemy, uruchamiamy, a także świadczymy serwis naszych instalacji. Jako jedyna polska firma posiadamy certyfikat VdS-u.


Galewer Wood

Żerniki 31
88-150 Kruszwica
tel.: 698 277 337
e-mail: galewerwood@gmail.com

Producent biomasy typu pellet, brykiet, głównie zrębki opałowej. Wieloletnie doświadczenie pozwoliło nam osiągnąć produkt objęty patentem i zastrzeżonym znakiem towarowym. Odpowiedni dobór gatunków drewna, jak i frakcji to gwarancja obniżenia zużycia paliwa i znaczny wzrost kaloryczności. Kompleksowe usługi obejmują sprzedaż i doradztwo w kwestii rębaków, sposobu produkcji i pozyskania zrębków, jak i kotłów do jej spalania. Oferta ta skierowana jest do gospodarstw domowych i klientów indywidualnych.


Graanul Invest AS

Humala 2
10617 Tallinn
tel.: +372 66 99 870
e-mail: info@graanulinvest.com
www.graanulinvest.com

Graanul Invest jest wiodącym na świecie producentem biomasy i bioenergii. Graanul Invest Group rozwija dziedzinę bioenergii od ponad 19 lat i jest liderem w branży dzięki najbardziej zaawansowanym procesom i technologiom. Graanul Invest to międzynarodowa grupa z 12 nowoczesnymi zakładami pelletu w krajach bałtyckich i USA oraz sześcioma elektrociepłowniami w Estonii i na Łotwie. Grupa zatrudnia 500 osób. Jesteśmy najbardziej niezawodnym producentem i dostawcą biomasy i bioenergii na świecie.



**Herz Armatura i Systemy
Grzewcze Sp. z o.o.**

ul. Artura Grottera 58
32-020 Wieliczka
tel.: +12 289 21 03
kom.: +48 604 531 078
e-mail: oze@herz.com.pl
www.herz.com.pl

Jesteśmy firmą wywodzącą się z Austrii. Obok armatury, zajmujemy się produkcją, dostawą, uruchomieniami oraz serwisem naszych kotłów na biomasę. Oferujemy urządzenia o mocy od 10 kW do 10 MW. Nasze kotły są przystosowane do spalania drewna, pelletu, zrębki, odpadów produkcji przemysłu drzewnego oraz innych paliw biomasowych. Urządzenia spełniają wymogi 5 klasy oraz Ecodesign. Oferujemy także wykonanie testów spalania paliwa i zaprojektowanie instalacji przemysłowej pod jego konkretne parametry.



IKA Poland Sp. z o.o.

ul. Poleczki 35
02-822 Warszawa
tel.: +48 22 201 99 79
e-mail: sales.poland@ika.com
www.ika.com

IKA oferuje szeroką gamę innowacyjnych urządzeń laboratoryjnych i analitycznych. Jesteśmy producentem wysokiej jakości kalorymetrów, na różnych poziomach automatyzacji do małych i dużych laboratoriów, do określania wartości opałowych dla dowolnych próbek m.in. biomasy, zgodnie z normami ISO, PN-EN, ENplus. Szybkie, niezawodne analizy, dokładność i stabilność przez długi okres eksploatacji – to właśnie sprawia, że nasze kalorymetry są niezawodne i niezastąpione w codziennej pracy laboratoryjnej.



la meccanica
Technology & Creativity at your Service

LA MECCANICA s.r.l. di Reffo

Via Padre Nicolini 1
35013 Cittadella (PD)
tel.: +48 602 371 961
e-mail: klimow.a@lameccanica.it
www.lameccanica.it

Bazując na ponad 60-letnim doświadczeniu, La Meccanica opracowała wachlarz przemysłowych maszyn do przetwarzania biomasy: granulatory, młyny młotkowe, przesiewacze wibracyjne i chłodnice oraz części zamienne do wszystkich maszyn) Urządzenia La Meccanica zostały zaprojektowane z myślą o funkcjonalności i wytrzymałości, jest to szczególnie wymagane w przypadku produkcji pelletu z biomasy. Dzięki połączeniu wysokiej jakości maszyn, know-how i ogólnego doświadczenia w dostawach tego typu instalacji, oferujemy optymalne rozwiązania w zakresie rozdrabniania i pelletowania każdego rodzaju biomasy.



Labora.Energy Sp. z o.o. Sp. k.

ul. Gołężycka 89B
61-357 Poznań
tel.: +48 667 777 046
e-mail: ora@labora.energy
www.labora.energy

Służymy klientom doświadczeniem w biznesowej analizie, budowie i konfiguracji linii technologicznych do pelletowania oraz w optymalizowaniu zagospodarowania resztek poprodukcyjnych. Stosujemy najlepsze rozwiązania dostępne do realizacji, aby koszty eksploatacji były jak najniższe. Zbudowaliśmy ponad 100 linii do pelletu, ponad 100 ręcznych i półautomatycznych maszyn pakujących, ponad 30 automatów pakujących, około 20 linii suszących oraz ponad 20 pieców i kotłów przemysłowych, a ponadto linie pakujące z paletyzatorami lub robotami.



NPS New Power Sources Sp. z o.o.

Al. Jerozolimskie 151 lok. 7U
02-326 Warszawa
tel.: +48 721 849 320
info@newpowersources.com
www.newpowersources.com

Kogeneracja z systemem Aginity ORC. Produkuj własną energię elektryczną z kotłów wodnych i parowych. Wprowadzamy szwedzką technologię ORC na polski rynek. Przekształcamy małe i średnie ciepłownie w elektrociepłownie. Pomożemy zminimalizować koszty zamieniając część energii cieplnej w energię elektryczną. Przyniesie to korzyści działalności i zadba o środowisko, zmniejszając emisję CO₂. Przygotujemy Państwu kalkulację energetyczno-ekonomiczną oraz ofertę budżetową. Zapraszamy do kontaktu.



**Benedykt i Rafał Bródka
„Pol-Plan” Zakład Produkcji
Plandek Sp. j.**

ul. Wrocławska 42/44
62-060 Stęszew
tel.: +48 61 813 56 09
e-mail: hale@pol-plan.com.pl
www.pol-plan.com.pl

Pol-Plan od 40 lat produkuje wieloletnie hale namiotowe, dostosowane do lokalnych obciążeń wiatrowych i śnieżnych, które są atrakcyjną alternatywą dla tradycyjnie budowanych hal magazynowych, przemysłowych. Są to hale o wytrzymałej konstrukcji z profili aluminiowych, rozpiętości do 60 m, poszyciem ścian z blachy trapezowej, płyty warstwowej lub PCV.


Polmos Żyrardów Sp. z o.o.

ul. Mickiewicza 1-3
96-300 Żyrardów
tel.: +48 46 855 34 01
e-mail: sekretariat1@belvedere-zyrardow.com.pl
www.belvedere-zyrardow.com.pl

Polmos Żyrardów od 1993 roku produkuje wódkę klasy super premium Belvedere dla ponad 120 krajów na całym świecie. W 2021 roku Destylarnia Belvedere otworzyła biokotłownię biomasową – kogeneracyjną instalację zasilaną biomasą produkującą ciepło i energię elektryczną w skojarzeniu. Firma sukcesywnie wdraża działania z zakresu strategii zrównoważonego rozwoju. W związku z tym podjęła aktywności w ośmiu obszarach: przejście na rolnictwo ekologiczne; renaturyzacja; zmniejszenie zużycia wody; zielone rozwiązania energetyczne; zrównoważone rozwiązania w zakresie opakowań; odzysk ciepła odpadowego; współpraca z lokalnymi społecznościami w celu promocji i zaopatrzenia ich w zieloną energię; wykorzystanie współpracy z organizacjami pozarządowymi i uniwersytetami w celu zwiększenia ochrony wody i poprawy wydajności.


**Sumitomo SHI FW
Energia Polska Sp. z o.o.**

ul. Staszica 31
41-200 Sosnowiec
tel.: +48 32 3681 300
www.shi-fw.com

Firma Sumitomo SHI FW powstała w 2017 roku po przejęciu przez japoński koncern Sumitomo Heavy Industries części firmy Amec Foster Wheeler. Polska spółka Sumitomo SHI FW Energia Polska jest wiodącym dostawcą kotłów fluidalnych CFB i BFB spalających biomasę leśną, rolniczą i paliwa alternatywne. Dostarczamy również modułowe elektrociepłownie z kotłami rusztowymi do spalania odpadów. Działalność spółki obejmuje projektowanie, produkcję, dostawę, montaż, uruchomienie oraz usługi serwisowe.


Valmet Automation Sp. z o.o.

ul. Bojkowska 47A
44-141 Gliwice
tel.: +48 32 40 00 900
e-mail: office.gliwice@valmet.com
www.valmet.com

Valmet to światowy lider w dziedzinie rozwoju i dostaw technologii procesowych, automatyki, usług dla przemysłu energetycznego i celulozowo-papierniczego. Spółka oferuje unikalne na rynku wysokosprawne elektrociepłownie opalane biomasą z kotłami fluidalnymi, instalacje oczyszczania i odzysku ciepła ze spalin oraz systemy automatyki i usługi serwisowe. Dotychczas dostarczyliśmy ponad 300 kotłów fluidalnych opalanych biomasą i wielopaliwowych.


Biomass Media Group Sp. z o.o.

ul. Kwiatowa 14/4
61-881 Poznań
tel.: +48 791 443 322 e-mail: redakcja@magazynbiomasa.pl
www.magazynbiomasa.pl

Wydawca miesięcznika „Magazyn Biomasa”, cyklicznych dodatków tematycznych poświęconych wybranym obszarom branży biomasowej (brykiet, pellet, biogaz, biometan, kotły na biomasę), organizator konferencji „Biomasa i paliwa alternatywne w ciepłownictwie” adresowanej do branży energetycznej, ciepłowniczej, biomasowej i odpadowej.

**Dołącz do katalogu
firm biomasowych
na [www.
magazynbiomasa.pl](http://www.magazynbiomasa.pl)**

**Zadzwoń:
+48 731 522 600
lub napisz:
[pawel.zygmanowski@
magazynbiomasa.pl](mailto:pawel.zygmanowski@magazynbiomasa.pl)**

**i zacznij zarabiać
na reklamie
na największym
portalu branży
biomasowej w Polsce!**



Cała branża w jednym miejscu

8. FORUM **PELLETU**

19-20 czerwca 2023

Novotel Gdańsk Marina

TECHNOLOGIE | PRODUKCJA | SPRZEDAŻ | CERTYFIKACJA | MARKETING | PRAWO

www.magazynbiomasa.pl

biomasa
/ magazyn dla profesjonalistów
/ magazynbiomasa.pl

magazynbiomasa.pl
+48 507 786 173
maciej.roik@magazynbiomasa.pl