

Torrefaction as a Means to Increase the use of Solid Biomass for Power Generation and Heating

Authors

Maciej Cholewiński

Michał Kamiński

Keywords

torrefaction, biomass, fuel combustion, renewable energy sources

Abstract

A technical constraint of the use of solid biomass in high power pulverized coal boilers is the clear divergence of physiochemical properties of this type of fuel compared to boiler coal. It implies coal units' operating restrictions that affect demand from the power generation sector, which should be an important partner for agriculture and forestry. Biomass' utility may be improved by its prior valorisation. This paper compares the physiochemical properties of solid products of the torrefaction process, which essentially consists in the thermal (200–300°C) treatment of a raw fuel in an inert atmosphere (e.g. pure nitrogen). Some selected operating parameters of hard coal and lignite, solid biomass (first and second generation) and biochar, a fuel qualitatively similar to low-rank coal, are analysed.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2016205

Introduction

Solid biomass is a primary energy carrier with a bright future ahead. A by-product of agriculture and forestry, it is increasingly regarded not only as a fuel for the municipal sector, but also a potential substitute for boiler coal in commercial and industrial power generation. Importantly, its use in coal plants on a large scale – as far as technically, economically and logistically viable – contributes to the development of renewable energy sources (RES), thus the achievement of one of the most important requirements of Poland's and the European Union's current energy policy. The use of biomass helps to reduce the environmental impact of the energy industry, which outputs into the environment many substances commonly regarded as pollution [15]. Unfortunately, the constraints, technical (e.g. availability) and economic (capex and opex costs) alike, identified as characteristic of raw biomass' energy utilization, significantly reduce the demand for this product from the high capacity power generation sub sector.

Currently, as regards the base load power plants with high-capacity units, special attention is paid primarily to the idea of the development of renewable energy sources. Modern energy technologies implemented in this type of units are mainly based on the process of burning fossil fuels, typically hard coal and lignite, and converting the chemical energy released to a usable energy, i.e. electricity and/or heat. Such an approach warrants economic and technical viability, but also results, as previously noted, with increased emission to the environment of sulphur(IV) oxide (SO₂), nitrogen oxides (N₂O, NO, NO₂), ash, heavy metals

(mainly Hg) and greenhouse gases (especially CO₂) and with direct lithosphere degradation. As regards large power units, the goals, both environmental (less emissions) and political (proper share of green energy), can be accomplished just by firing or co-combustion of solid biomass with a coals, which the applicable legislation classifies as a renewable source [20]. Biofuels can be legitimate substitutes for fossil fuels (also on a large industrial scale), and because of their substantial technical potential they allow partial independence from external supplies of fuels, and diversification of their sources, if the projects undertaken for this purpose are characterised by favourable economic indicators (production, transport and use). Important, however, is the fact that the systematic development of distributed renewable energy sources and the support for local generation units (also biomass-fired heat and co-generation plants) adversely affect the biomass prices for the large scale power generation sector. Consequently, modern solid biofuel production technologies, aimed at firing large capacity thermal power stations, cannot be very competitive in relation to the mining sector.

Due to many differences in the physiochemical properties of boiler coal and raw or merely pre-processed biomass, the applicability of biomass in large pulverised fuel units is clearly limited. However, the intensity of adverse operating events, relating to biomass storage and preparation alike, and the combustion chamber itself, can be significantly reduced through proper valorisation of raw fuel already before its delivery to a thermal power plant. One of the technologies that are increasingly taken into consideration as applicable on an industrial scale, is torrefaction.

It enables the production of biofuels with parameters similar to lignite and well suitable for storage and milling. It greatly expands the possibilities of biomass' use for electricity generation in existing coal-fired or multi-fuel units. It is not only a real chance to meet the environmental requirements imposed on a given combustion installation, but also allows for the development of rural areas, which are the main supplier of fuel for the large capacity commercial power plants.

Problems related to biomass co-firing

The idea of using biomass in large coal-fired units clearly developed in Poland in the first decade of the twenty-first century. The dominant technology in this case was the co-firing of coal with solid biomass (typically straw), which is a popular solution in the trading of certificates of electricity origin (green, which is a pro-environmental tool for increasing the RES share in the Polish market), something which is quite new in Poland. It has been or is being implemented in Polish power plants (Siersza, Konin, Połaniec, Opole, Stalowa Wola, Jaworzno) and co-generation plants (Wrocław, Poznań, Tychy), in both pulverized and fluidized bed coal-fired boilers.

Coal and biomass can be co-fired, accomplished in several ways (depending on the boiler type, extra fuel share, and technical considerations) by:

- mixing the two fuel types upstream of pulverisers, and joint milling or injection of the additional fuel through an individual preparation node (e.g. hammer mill for pellets, pulverised fuel pipes, burners) – direct co-firing,
- hybrid system (steam generation for manifold from parallel operating dedicated boilers – fired with coal and biomass),
- prior biomass gasification and syngas combustion (also as reburning fuel), or biomass combustion in pre-furnace and directing flue gas to main heat exchanger,
- biomass combustion on a grill located in the slag hopper, or injection of biomass slurry with oil through oil burners.

As regards pulverized coal boilers, i.e. the technology with the largest share in the capacity installed in Poland and in the world [18], a number of technical, economic and operational constraints have contributed mainly to the development of plants capable of direct co-firing. In such systems, biomass is typically fed to an existing coal handling system, where it is pulverised together with coal (in coal pulverisers) and mixed with the coal dust, and – already as a multifuel mixture – is fed through dust burners into the combustion chamber. The advantage of this solution is the use the „coal” infrastructure, thus minimising the additional costs associated with the new fuel's combustion.

However, many adverse effects have been identified which may occur in the case of its implementation [13]. This indicates that they result mainly from the noticeable differences in physiochemical and structural properties between boiler coal and the biomass itself [18]. Their intensity is admittedly limited by reducing the share of biofuels in coal, for example down to 3–12% of the fuel mixture's chemical energy (also due to existing pulverisers' capacity limits) [4, 12, 18], but still they are the source of many operational problems (conducive to a decline in the availability of, and increase in, the auxiliary equipment's failure

rates), including storage, transport, pulverising and the fuel combustion process [6].

The impact of biomass on boiler can vary significantly. It depends on, among other factors, its type, performance parameters (ash content, chlorine or alkali metals), mass share in the mixture, and the combustion technologies. An extremely important issue in the case of biomass co-firing is first and foremost the need to maintain appropriate combustion conditions and to ensure high availability of the system – preferably at the level before the upgrade. Combustion chambers, usually designed for coal only, require as stable as possible performance characteristics (calorific value, volatile content, elemental matrix, moisture, mineral substance composition, exhaust gas composition) of the chemical energy carrier burned there. Therefore, a fuel added to the mixture should be quality-wise as close as possible to so called guarantee fuel. In the case of differences between coals and solid biomass, particular attention is paid to the differences in oxygen content, volatile content, and moisture content (in working condition). They all contribute to, among other effects, changes the in fuel ignition conditions and combustion dynamics, e.g. by increasing the flame speed and changing its stability range.

The step of biomass drying and pyrolysis occurs at lower temperatures than during thermal decomposition of coal. Furthermore, the heat released during the biomass combustion represents approx. 70% volatiles, and 40% coal [18]. Most often it results in problems in the combustion process implementation, and in the risk of underburn generation, and increased emissions per unit of the usable energy output. Pulverized fuel from biomass can burn longer than hard coal particles of coal (especially if not enough crushed), which leads to increase the share of combustible in ash, and to decrease its commercial value. The phenomenon can be avoided by grinding biomass as finely as possible, which requires, however, additional funding and energy. Raw biomass may also contain large amounts of moisture, which greatly decreases its calorific value, and increases exhaust gas emission per unit of fuel, thereby leading to changes in the flow conditions within the chamber, and abnormal distribution of individual heating surfaces' thermal loads. Besides biomass' moisture and different inner structure, its direct use is limited also due to its low bulk density (300–700 kg m⁻³), heterogeneity and dispersion of sources [12]. With the use of pulverized coal boilers, an additional problem in grinding the coal and biomass mixture in coal pulverisers is meeting the milling requirements for the modified fuel-air mixture composition. Biomass' fibrous structure is far from that of boiler coal (especially hard coal), which may contribute to deterioration of the dedicated fuel's pulverisation. Deteriorated pulverisation translates into boiler performance [23].

The other identified operational problems of coal and biomass co-firing include increased HCl content in exhaust gas (chlorine content to 0.6% in biomass; intensified corrosive chloride) [12], decreased exhaust gas temperature (increased carbon monoxide emission) [18], decreased ash melting point (presence of alkalis, silica and chlorine contributes to decrease in the softening temperature even as much as down to 730°C, and to slagging and ashing phenomena) [17], the risk of flame recession to pulverised fuel pipe (biomass reacts quicker than hard

coal – flame retardant fuses are required), the risk of fire-explosion (volatiles release from biomass are at a lower temperature than from hard coal). Due to differences in biomass and coal characteristics of ignition, a new fuel depots are also required. The identified operational problems result in a decrease in the boiler efficiency, and thus in an increase in pollutants emissions per electricity output unit (CO₂ emission increased by 2.5% for every percentage point [18]).

Technical problems in co-firing can be mitigated through the construction of dedicated coal pulveriser systems for the additional fuel, separation of burners, or biomass-only fired boilers and pre-furnaces [23]. Also justified is biomass' processing into so-called biofuels, characterized by lower moisture, better bulk density, higher calorific value and partially close physiochemical parameters relatively to coal. Understandably, such refinement and/or valorisation treatment requires some expenditures. Their level should guarantee the resulting fuel's economic and technical competitive advantage over fossil fuels.

Torrefaction

The phenomena described in the previous chapter can be constrained by, among other means, the biomass' proper preparation by at least one of the valorisation methods. They combine mechanical, thermal, and chemical techniques to enable the fuel's conversion to another form, or a change of some of its physiochemical properties [8]. Currently popular mechanical and thermal methods (grinding, pelletisation, drying) are usually insufficient to obtain favourable performance characteristics in the case of pulverized coal boilers. Torrefaction has much greater potential here – not used yet on an industrial scale, but considered to be a forward-looking method [7].

Torrefaction (roasting, slow pyrolysis) is a thermal treatment of solid biomass fuel in an inert atmosphere (without oxidant, $\lambda \approx 0$) at atmospheric pressure. Typically, the processed material stays at an elevated temperature (200–350°C) for 15–90 min [22]. The process products are: solid char (so called biocarbon) and torgas (mainly steam and CO₂). Because of its duration and temperature, in contrast to other thermal treatments of fuel, the process produces no significant amounts of liquids [2, 4]. Torrefaction essentially contributes to concurrent fuel

dehumidification (drying effect), partial degassing, and structural changes (breaking lignin and cellulose chains by elevated temperatures [5]), thus leading to increased calorific value, fuel's unification and its physiochemical properties improved in view of co-firing with coal. In power generation its applications include biomass pre-treatment with a jet generator (to reduce O/C ratio in the fuel) for its subsequent gasification [9, 16].

The process is divided into five main stages:

1. feedstock heating
2. feedstock drying (to 100°C, free moisture removal – dehydration)
3. indirect heating
4. roasting (above 200°C)
5. cooling.

Fuel substantially loses its weight at stage 4, which is caused by a progressive degassing process (evaporation of the organic compounds with evaporation point below the process temperature). Cooling in an inert atmosphere (below 150°C [5]) is meant to avoid self-ignition of the char in contact with oxidant containing air.

The process temperature and duration should be chosen individually for each type of biomass. Too high a temperature (usually above 350°C) can lead to the formation of charcoal, and too long roasting time does not contribute to fundamental changes within the char, which reduces the efficiency of the plant and increases the energy consumption of the process [5]. Also in the event of structural changes occurring in the resulting biofuel, individual temperature regimes are recommended for the processes of drying, depolymerization, and degassing of various polymers (hemicellulose, lignin and cellulose). Within the torrefaction process temperature range only the first two polysaccharides find conditions appropriate for carbonization and ace for an initial pyrolysis. This leads to the conclusion that the output biochar quality will depend on the input fuel structure. Importantly, the emitted volatiles will differ for different biomass input for given process parameters.

At torrefaction the input solid fuel loses some weight and energy. In the high process temperature moisture and volatile compounds are released (most intensely at 250–500°C [16]) that account for ca. 23–30% of the original fuel weight and 10% of

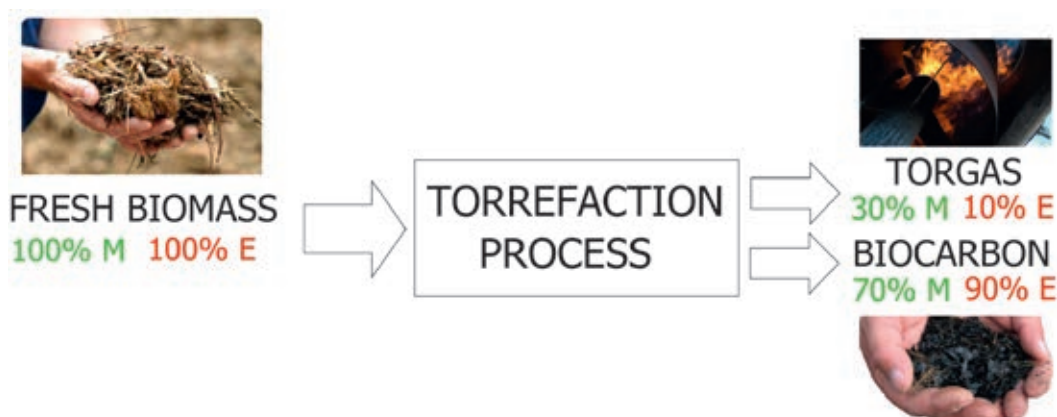


Fig. 1. Mass and energy balance of torrefaction product, source: own study M – process input % by weight E – process input % by energy

its energy potential (Fig. 1). These values indicate higher energy concentration in the char (ca. 30% higher than in feedstocks), which is a desirable phenomenon in the economic transport of chemical energy media [4, 5].

Torrefaction makes fuel brittle (improved milling properties due to the fibrous structure rupture), and the new hydrophobic properties contribute to lower moisture absorption (max. 2% [9]), and improved resistance to biodegradation (with dehydration and hydroxyl groups' destruction the formability of hydrogen bonds with water is limited [5]). Furthermore, the resulting biofuel's elemental composition is closer to carbon – the O/C and H/C ratios decrease in relation to raw biomass (van Krevelen diagram, Fig. 2.) [22]. The final solid product is also more uniform than the feedstock introduced into the process, and the organic acids and other lean substances removed along with volatile parts (including those causing smoke) contribute to better energy balance of the combustion process [16]. It also contains less tar precursors [23]. In addition, torrefaction shortens the volatiles and coke ignition time, thereby increasing the fuel's suitability to fluidized bed technologies [5]. Due to the structural physiochemical changes, char ignites faster and at lower temperatures than raw biomass. The combustion process itself takes longer (less volatiles) and generates more heat [3].

Once the physiochemical mechanisms of torrefaction were identified, and its effect on biofuel quality determined, the first attempts were made to commercialise this solution on an industrial scale. A number of torrefaction devices were developed (the large-scale solutions include belt dryer, screw reactor, rotating drum, multiple hearth furnace, torbed reactor, microwave reactor, and moving compact bed) [23]. The various technologies are overviewed and described in [11]. While torrefaction in the power industry is still limited mainly to pilot installations (it is more common in the construction industry and furniture production [10]), in the near future it should become more widespread. Importantly, it ought to be taken into account that each biomass type requires different roasting conditions (time, temperature) and handling. This requires permanent cooperation with local biomass producers who ensure stable supplies of the same material type with similar utility specification.

For the first time industrial torrefaction was implemented as a pilot production of a metallurgical coke substitute in France (Laval-de-Cere) already in the 1980s. The feedstock in this case was forestry wood residue, in an amount sufficient to yield 12,000 tonnes of char per year [2]. Because of its large size (indirect screw reactor), difficulty in maintaining a stable temperature, and relatively low energy efficiency (max. 75%) the solution was not widely replicated and after 10 years of service the installation was decommissioned. The experience earned from its operation inspired further laboratory studies, and the emergence of new, more competitive solutions.

One of recently developed torrefaction technology is based on direct reactor, and employed at the Energy Research Centre of the Netherlands (ECN). The torgas stream is partly returned to the reactor and used as an supplementary source of heat for both pre-drying and main torrefaction (after pre-heating). Gaseous product consists primarily of water vapour (H_2O),

carbon dioxide (CO_2), and flammable parts: carbon monoxide (CO) and methane (CH_4). In Amel (Belgium) a plant that produces pellets and charcoal (up to 40,000 tonnes yearly) from a solid torrefaction product have been already build and launched as well. The resulting biofuel is co-fired at a nearby cogeneration plant, which feeds the reactor with heat via municipal network. Moreover, Dutch plant Topell Energy with a multi-stage torbed reactor features nearly 50% greater annual production capacity (nearly 60,000 tonnes). Outside Belgium and the Netherlands many installations are developed (or operated), among others in Spain (San Sebastian), Austria (Frohnleiten), the USA (Crockett) and Canada (Terrace). Another torrefaction implementation, dedicated primarily to straw feedstock, employs a fountain fluidized bed, in which at a suitable temperature a fluidizing medium of appropriate composition allows for efficient low-temperature process of biomass roasting [14]. Furthermore, more reasonable application would be direct reactors with a moving bed allowing one to shorten the roasting time and reduce production costs.

It should be noted that industrial biochar production should be coupled with pelletizing. No excessively complex process lines are needed for this (conventional pellet production line infrastructure is sufficient), and yet it allows to improve the resulting biofuel's volumetric energy density, which affects the material transportation cost. With a solution of this type the raw material is ground after torrefaction, which allows a reduction in the energy input, while the integration of the drying, pyrolysis and pelletization processes allows one to produce a biofuel with better properties, with maximum utilization of the energy supplied to the system. An example is ECN Biomass in the Netherlands, which has developed a method for simultaneous torrefaction and pelletizing called TOP Pellets. The resulting biofuel has more chemical energy per volume unit (up to 15.5 GJ/m^3) than the pellets of biomass previously only mechanically processed (10.5 GJ/m^3) [23].

An important aspect of industrial torrefaction is the output biofuels' pricing. The prices should be competitive with boiler coal, or should be conducive to the unit's better economic performance (incl. contaminant emission reduction, external subsidies). According to JSW SA (in 2015), the average coal price for industrial customers is 300 PLN/ton, which at the calorific value 27 MJ/kg gives the index 11.1 PLN/GJ. Provided that, depending on the discounts, transport accounts for 14–29% of fuel price [19], the total cost of purchase of coal and its transportation at 200 km distance amounts to 342–387 PLN/t ($12.7\text{--}14.3 \text{ PLN/GJ}$). According to the authors [23], the costs of pellet production from char (TOP Pellet process) in Poland would be ca. 340 PLN/t, with a nominal yearly output of 56,000 t. The cost of production of chemical energy is 16.5 PLN/GJ. According to [11, 21], transport and storage by the TOP method would cost 10–14 PLN/GJ (ca. 300 PLN/ton of fuel). Together with generation costs it is ca. 660 PLN/per ton of biofuel, which is almost twice as much as coal (ca. 360 PLN/t) – mainly due to the high cost of pellet transport. However, it is nearly 20% lower when compared to the total costs of conventional pellet combustion [13]. What's more, suitable logistics and marketing might additionally reduce the pellet transport by as much as half [5]. Further reduction of

a electricity production costs (according to the Energy Regulatory Office, in 2014 the average electricity price for the units centrally supplied with coal amounted to 178.18 PLN/MWh and the average weighted cost of coal, including transportation, to 86.55 PLN/MWh) should be expected also from the reduction of fees for the use of the environment (NO_y, SO_x, Hg, ash emissions), or the total costs of atmosphere protection measures.

The cost of 2nd generation pellet production may be as much as 25% higher than pellets from conventionally produced biofuels (from thermally unprocessed biomass). Indicated, in this case, are the prices of one ton of biofuel: 650 PLN for pellets from wood biomass and agro (mostly straw), and 820 PLN for the same feedstock, but subject to prior torrefaction [5].

Comparison of each energy medium properties

In Tab. 1 physiochemical parameters of biomass: raw and subjected to torrefaction at different process temperatures were listed and compared to typical coals: bituminous and lignite.

In the case of cereal biomass, the maximum changes in the relevant range of temperature were noted at 270°C. At this temperature the calorific value is 27 MJ/kg. For woody biomass, at 290°C the basic pyrolysis process was still in progress, manifesting itself primarily through the progressive changes in the physiochemical

properties. In the case of agro type biomass, already at 230°C the resulting fuel's elemental matrix started to differ significantly from the feedstock. The resulting volatile and oxygen content in the biofuel was similar in terms of quality to low-ranking power coal.

As independent studies have shown, slow pyrolysis' optimal temperature is 250–300°C. Further increase of the process temperature may lead to the char's calorific value 30 MJ/kg, hydrogen content 3–4%, carbon content up to 80% and FC index 75% [16]. Analysis of the van Krevelen diagram (Fig. 2) leads to the conclusion that by the torrefaction a new biofuel can be produced with the composition similar to low-carbon brown coal (lignite). This point is confirmed by independent studies reported in [22].

It has been experimentally shown that the resulting biofuel quality depends on such factors as the feedstock type and process temperature. Moreover, also different products may be obtained by different durations of the fuel's presence in the reactor. The process length is important, since the biomass with higher moisture content will be dried longer, and hence the basic low-temperature pyrolysis will occur later in a less humid fuel [16]. With increasing temperature, the resulting biofuel calorific value increases as well. The highest calorific value of a biofuel in the analytical condition is similar to coal. As regards fuel's operating

sample	W _t	A	V	LLV	C	H	N	S	A	O/C	H/C
	% weight			MJ/kg	% weight					-	
sample boiler coals											
hard coal	2.4	7.8	34.9	27.0	77.2	4.6	1.2	1.1	5.7	0.07	0.06
lignite	4.4	16.1	44.4	18.9	55.2	4.5	0.7	1.8	17.3	0.31	0.08
cereal pellet											
raw	7.2	2.3	82.4	17.2	45.5	6.5	2.2	0.1	36.2	0.80	0.14
230°C, 30 mins	2.5	4.9	51.7	24.7	62.1	5.2	3.8	0.1	27.9	0.48	0.10
250°C, 30 mins	2.1	4.9	50.3	25.3	62.9	5.3	4.0	0.1	20.7	0.35	0.10
270°C, 30 mins	1.1	6.1	39.8	27.4	66.5	4.9	4.3	< 0.1	17.1	0.27	0.09
290°C, 30 mins	0.8	6.1	38.7	27.5	66.7	5.0	4.3	0.1	17.0	0.25	0.07
woody pellet											
raw	6.7	0.9	84.0	20.0	51.7	6.1	0.3	< 0.1	34.3	0.66	0.12
230°C, 30 mins	2.4	1.7	66.8	23.0	58.7	5.8	0.2	< 0.1	31.2	0.53	0.10
250°C, 30 mins	2.1	1.6	65.8	23.5	59.6	5.8	0.2	< 0.1	30.7	0.52	0.10
270°C, 30 mins	2.5	1.9	59.3	24.8	63.3	5.6	0.3	< 0.1	26.4	0.42	0.09
290°C, 30 mins	0.7	2.4	46.1	27.4	67.9	5.2	0.4	< 0.1	23.4	0.34	0.08

Tab. 1. Comparison of physiochemical properties of various char torrefaction products (analytical condition, roasting time 30 mins), source: [6] C, H, N, S, O, Hg – weight fractions of the individual elements, LLV – lower calorific value, V – volatile content, A – ash content, W_t – total moisture content

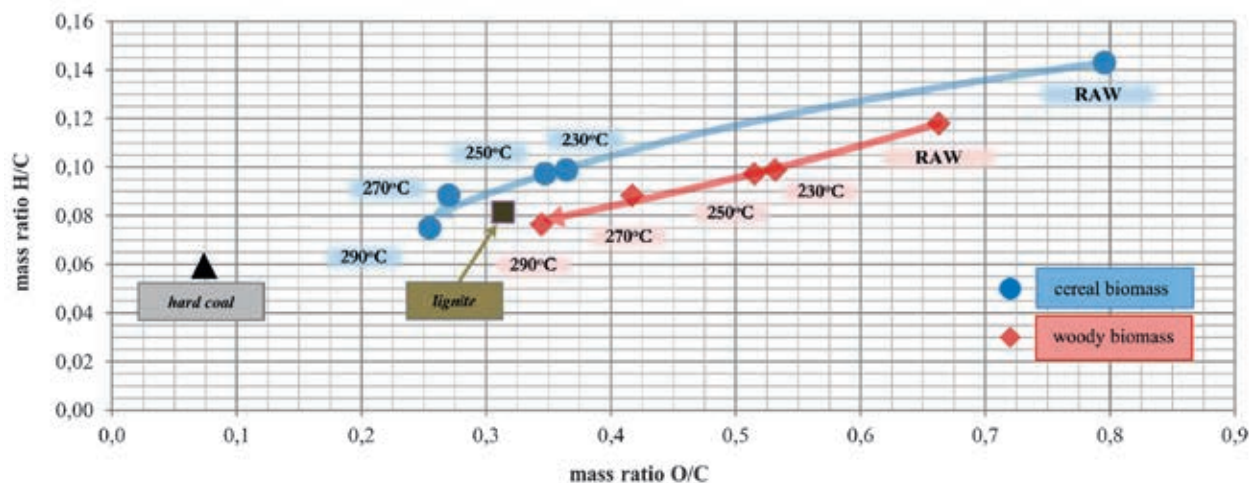


Fig. 2. Van Krevelen diagram for the studied fuels, source: own study

condition, it can even be equal due to the biofuel's good hydrophobic properties. This allows for inputting more RES energy to the boiler, while maintaining a pre-set biofuel weight share in the combusted mixture.

Conclusions

The paper presents the torrefaction as a process which can increase the electricity generation sector's demand for biofuels. It points to the operational issues that occur during combustion of an only mechanically processed biomass, and to the benefits from prior subjecting it to the torrefaction process. Moreover, both char and hard coal price ratios were estimated, in view of the project implementation on an industrial scale.

Good aspects of a slow pyrolysis process consist in the advantageous characteristics of solid biofuel torrefaction products: low moisture content, hydrophobicity, stability, homogeneity, good milling properties, and chemical energy concentration within fuel volume. Torrefaction constitutes a technical solution to generate a high quality biofuel with controlled and consistent quality, at a relatively stable production cost. This allows more accurate selection of co-firing infrastructure, lower costs of its operation in a coal unit, and mitigation of some risks arising from the biomass presence in fuel depots, combustion chamber and exhaust gas ducts. Torrefaction only slightly reduces corrosive phenomena and slagging and ashing rates [2], but it improves milling properties, and brings the volatile share and elemental matrix closer to the steam coal level.

On an industrial scale torrefaction can be employed in oxygen combustion systems (Oxy Fuel process), wherein nitrogen, which might be a waste product from oxygen production (e.g. by cryogenic air separation), can be heated with waste heat (e.g. exhaust gases) and directed to a reactor (e.g. the bed one). For economic reasons, it seems to be reasonable to couple the low-temperature carbonization installations in a in close proximity of thermal power plants – excess heat (e.g. in summer) can, for example, supply a periodically operating reactor. The resulting biofuel can be then safely stored and used in coal boilers during the heating season.

As regards the commercial power sector, the current plant's performance may significantly limit its applications. Future plant capabilities are expected at the level of 20,000–60,000 tons per year. With Rotawave microwave technology by CanBiocoal from the UK, output capacity of as much as 110,000 tons of pellets per year seems achievable [6, 23]. At a 10-percent share of biofuels (with calorific value 27 MJ/kg in operating condition), this stream will enable co-combustion of a biochar with a hard coal with similar calorific value, in a unit with net electric power of 460 MW_{el} (unit availability 80%, and net efficiency 40%). It is pointed out that with ECN, a Dutch technology, the industrial scale output capacity should reach the level of the largest standard pellet production lines, i.e. 100,000 tons per year or more. Other data indicate plans (Topell) for up to 1-million-ton output capacity [5].

Torrefaction should contribute to an future increase in the biomass source base (origin, quality, type) available for energy purposes, while pelletisation of the resulting char can contribute to improvement of economic performance [1]. The increase in biofuel's production prices is compensated by its increased energy parameters, and thus lower costs per unit of chemical energy accumulated in it. Besides the high power units considered here, the char pellets can be fed to retort, grate, and fluidized bed furnaces, or special pellet-fired burners, which considerably increases their usability also in other power plants, also with lower heat capacities. The so called 2nd generation pellets, after industrial dissemination of their production technology, should be a valuable fuel dedicated to the power industry (combustion, co-firing with coal, gasification), liquid fuel production technology, chemical and metallurgical industries (as a reducing agent) and individual heating systems (grate fireplaces, pellet boilers). An important issue in terms of their use's profitability, currently fairly unfavourable compared to coal, will undoubtedly be the adequate logistics and, possibly, subsidies related to RES implementation in the coal sector.

Acknowledgements

The authors would like to thank Dr. Eng. Krzysztof Czajka for his assistance in the reported studies' execution, and Prof. Dr. Hab. Eng. Wiesław Rybak for his substantive assistance.

REFERENCES

1. P.C.A. Bergman, Combined torrefaction and pelletisation, The TOP process, ECN Biomass report, Petten 2005.
2. P.C.A. Bergman et al., Torrefaction for biomass co-firing in existing coal-fired power stations, ECN Biomass report, Petten 2005.
3. T.G. Bridgeman et al., Torrefaction of reed canary grass, wheat straw and willow to enhance solid fuel qualities and combustion properties, *Fuel*, Vol. 87, 2008.
4. J. Ilmurzyńska, Termiczne metody przekształcania biomasy [Thermal methods of converting biomass], Institute of Power Engineering, Department of Thermal Processes, Seminar „Piroliza biomasy [Biomass pyrolysis]”, Wrocław, October 2013.
5. M. Jakubiak, W. Kordylewski, Toryfikacja biomasy [Biomass torrefaction], *Archiwum Spalania*, Vol. 10, No. 1–2, 2010, pp. 11–25.
6. M. Kamiński, Jakość produktów torefakcji [Torrefaction product quality], Master's degree thesis (promoter: Prof. Dr. Hab. Eng. Wiesław Rybak), Wrocław: Faculty of Mechanical and Power Engineering of Technical University of Wrocław University of Technology, 2013.
7. M. Kamiński, Toryfikacja biomasy – metodologia pomiarów, badania dotyczące jakości produktu procesu [Biomass torrefaction – measurement methodology, process product quality tests], Proceedings of Young Scientists Conference “Impact of young scientists on the Polish science achievements”, Issue V, Part 3: engineering sciences, Krakow: Creativetime, 2014, pp 106–111.
8. M. Kamiński, A. Ruziewicz, M. Cholewiński, Przegląd wstępnych metod waloryzacji biomasy [Overview of preliminary methods for biomass valorisation], *Dokonania Młodych Naukowców*, No. 5, 2014, pp. 399–401.
9. E. Klimiuk, M. Pawłowska, T. Pokój, Biopaliwa. Technologie dla zrównoważonego rozwoju [Biofuels. Technologies for sustainable development], Warsaw 2012.
10. M. Kopczyński, Toryfikacja wierzby energetycznej [Torrefaction of hemp willow], *Energetyka Ciepła i Zawodowa*, Vol. 2, 2012, pp. 39–42.
11. J. Koppejan et al., Status overview of torrefaction technologies, IEA Bioenergy Task 32 report, Enschede 2012.
12. Spalanie i paliwa [Combustion and fuels], editor Kordylewski W., Wrocław 2008.
13. W. Kordylewski, Współspalanie biomasy z węglem [Biomass with coal co-firing], course aid „Spalanie i paliwa [Combustion and fuels]” [online], http://www.spalanie.pwr.wroc.pl/dydaktyka/wyklad_spal_en.htm [dostęp: 28/04/2015].
14. W. Kordylewski, Tatarek A., Wybrane właściwości toryfikatów z krajowych i importowanych biomas [Selected properties of biochars from domestic and imported biomass], *Archiwum Spalania*, Vol. 12, No. 3, 2012, pp. 109–116.
15. The National Centre for Emissions Management (KOBIZE), National emission inventory: SO₂, NO_x, CO, NH₃, NMLZO, dust, heavy metals and POP in 2011–2012, Synthetic report, version v2, 2014.
16. M. Kratofil et al., Badania procesu toryfikacji biomasy [Studies of biomass torrefaction process], *Polityka Energetyczna*, Vol. 17, book 4, 2014, pp. 137–146.
17. H.P. Nielsen et al., The implications of chlorine-associated corrosion on the operation of biomass-fired boilers, *Prog. Energy Combustion Science*, Vol. 26, 2000.
18. W. Rybak, Spalanie i współspalanie biopaliw stałych [Combustion and co-combustion of solid biofuels], Wrocław 2006.
19. K. Stala-Szlugaj, Koszty dostawy węgla kamiennego do wybranych użytkowników [Costs of hard coal delivery to selected users], *Polityka Energetyczna*, Vol. 15, book 2, 2015, pp. 85–98.
20. M. Ściążko, J. Zuwała, M. Pronobis, Zalety i wady współspalania biomasy w kotłach energetycznych na tle doświadczeń eksploatacyjnych pierwszego roku współspalania biomasy na skalę przemysłową [Advantages and disadvantages of biomass co-firing in power boilers on the background of the operating experience from the first year of biomass co-firing on industrial scale], *Energetyka i Ekologia*, March, 2006, pp. 207–220.
21. A. Uslu, A. Faaij, P. Bergman, Pre-treatment technologies and their effect on international bioenergy support chain logistics, Techno-economic evaluation of torrefaction, fast pyrolysis and pelletisation, *Energy*, Vol. 33, 2008, pp. 1206–1223.
22. M. Wilk, A. Magdziarz, I. Kalemba, Characterization of renewable fuels' torrefaction process with different instrumental techniques, *Energy*, No. 87, 2015, pp. 259–269.
23. J. Zuwała, M. Kopczyński, J. Robak, Ocena efektywności techniczno-ekonomicznej sprzężonego układu toryfikacja-peletyzacja-współspalanie biomasy [Evaluation of the technical and economic effectiveness of coupled biomass torrefaction-pelletisation-co-firing], *Polityka Energetyczna*, Vol. 17, book 4, 2014, pp. 147–158.

Maciej Cholewiński

Wrocław University of Science and Technology

e-mail: maciej.cholewinski@pwr.edu.pl

Graduated in Power Engineering from the Faculty of Mechanical and Power Engineering of Wrocław University of Science and Technology. Currently a PhD student (of energy engineering) at the Chair of Energy Technologies, Turbines and Modelling of Thermal and Fluid Flow Processes (W9/K3) of Wrocław University of Technology, tutor: Prof. Dr. Eng. Wiesław Rybak. Main areas of his research interest: forecasting of emissions from combustion processes, physiochemical analysis of solid fuels, energy technologies of new generation (including nuclear energy, alternative energy sources, use of waste energy), computer-aided design. Author or co-author of over 30 scientific publications in peer-reviewed journals, a scholar at the Department of Economy of the Office of Lower Silesia Marshal.

Michał Kamiński

Wrocław University of Environmental and Life Sciences

e-mail: michal.kaminski@up.wroc.pl

Graduated in energy engineering from the Faculty of Mechanical and Power Engineering of Wrocław University of Technology. Currently a PhD student (of agricultural engineering) at the Department of Low Emission Energy Sources and Waste Management at the Wrocław University of Environmental and Life Sciences, tutor: Prof. Dr. Leszek Romański. Main areas of his research interest: renewable energy and waste management, system analysis with thermal imaging methods, methods of measuring of mass and volume flow rates. Author or co-author of a dozen or so scientific publications in peer-reviewed journals, a scholar at the Department of Economy of the Office of Lower Silesia Marshal.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 60–67. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Torefakcja jako proces zwiększający możliwości energetycznego wykorzystania biomasy stałej

Autorzy

Maciej Cholewiński
Michał Kamiński

Słowa kluczowe

torefakcja, biomasa, spalanie paliw, odnawialne źródła energii

Streszczenie

Jednym z ograniczeń technicznego wykorzystania biomasy stałej w pyłowych kotłach energetycznych dużej mocy jest wyraźna rozbieżność właściwości fizykochemicznych tego typu paliw w stosunku do węgla energetycznych. Związane z nią ograniczenia eksploatacyjne bloków węglowych wpływają na popyt ze strony energetycznego sektora wytwórczego, który powinien być ważnym partnerem dla przemysłu rolnego i leśnego. Poprawa wskaźników użytkowych biomasy możliwa jest po jej uprzedniej waloryzacji. W artykule porównano własności fizykochemiczne stałych produktów procesu torefakcji, zasadniczo polegającego na termicznej (20–300°C) obróbce surowego paliwa w atmosferze inertej (np. czystego azotu). Przeanalizowano wybrane parametry użytkowe węgla kamiennych i brunatnych, biomasy stałej (pierwszej i drugiej generacji) oraz toryfikatu – paliwa zbliżonego jakościowo do niskouwęglonych kopalni.

Wstęp

Biomasa stała stanowi jeden z rozwojowych nośników energii pierwotnej. Związana z działalnością rolnictwa oraz leśnictwa, traktowana jest coraz częściej już nie tylko jako paliwo wyłącznie dla sektora komunalno-bytowego, lecz także potencjalny substytut węgla energetycznych dla energetyki zawodowej i przemysłowej. Co istotne, jej wykorzystanie w obrębie instalacji węglowej w dużej skali – o ile jest uzasadnione technicznie, ekonomicznie oraz logistycznie – przyczynia się do rozwoju tzw. odnawialnych źródeł energii, a więc realizacji jednego z ważniejszych postulatów prowadzonej obecnie polityki energetycznej Polski oraz Unii Europejskiej. Stosowanie biomasy pozwala na zmniejszenie presji wywieranej na środowisko naturalne przez przemysł energetyczny wprowadzający do otoczenia wiele substancji powszechnie uznawanych za zanieczyszczenia [15]. Niestety, zidentyfikowane ograniczenia techniczne (m.in. dyspozycyjność) oraz ekonomiczne (koszty inwestycyjne oraz eksploatacyjne), charakterystyczne dla energetycznej utylizacji surowej biomasy, wyraźnie ograniczają popyt na ten towar ze strony energetyki skupiającej duże moce wytwórcze.

Obecna szczególną uwagę przywiązuje się przede wszystkim do idei rozwoju odnawialnych źródeł energii (OZE) w przypadku jednostek energetycznych pracujących w tzw. podstawie obciążenia, skupiających bloki o dużych mocach nominalnych. Współczesne technologie energetyczne realizowane w tego typu jednostkach opierają się głównie na procesach spalania paliw kopalnych, najczęściej węgla kamiennych i brunatnych, oraz konwersji uwalnianej energii chemicznej na energię użytkową – elektryczną lub ciepłą. Takie podejście, gwarantujące korzystną stronę ekonomiczną oraz techniczną, skutkuje jednak, co uprzednio zaznaczono, wzmożoną emisją do otoczenia tlenków siarki(IV) (SO₂), tlenków azotu (N₂O, NO, NO₂), popiołów i gazów cieplarnianych (głównie CO₂) oraz bezpośrednią degradacją litosfery.

W przypadku dużych bloków energetycznych spełnienie wymagań środowiskowych (zmniejszenie emisji) oraz politycznych (uzyskanie odpowiedniego udziału zielonej energii) może być prowadzone właśnie poprzez spalanie bądź współspalanie biomasy stałej, zaliczanej w myśl funkcjonującego prawodawstwa do źródeł odnawialnych [20]. Biopaliwa mogą stanowić uzasadniony substytut paliw kopalnych (także w dużej skali przemysłowej), a ze względu na swój znaczny potencjał techniczny umożliwiają częściowe uniezależnienie się od zewnętrznych dostawców paliw i dywersyfikację źródeł ich pozyskania – o ile podejmowane w tym celu przedsięwzięcia cechują korzystne wskaźniki ekonomiczne (produkcji, transportu oraz wykorzystania). Co jednak istotne, systematyczny rozwój rozproszonych OZE oraz wspieranie lokalnych jednostek wytwórczych (m.in. opalanych biomasą ciepłowni lub elektrociepłowni) niekorzystnie wpływają na koszty pozyskania biomasy dla tzw. dużej energetyki. Co jest z tym związane, współczesne technologie do produkcji biopaliw stałych, nastawione na obsługę siłowni ciepłych dużych mocy, mogą być mało konkurencyjne w stosunku do sektora górniczego.

Stosowalność biomasy surowej lub jedynie wstępnie przetworzonej, ze względu na wiele rozbieżności we własnościach fizykochemicznych w stosunku do węgla energetycznych, jest w przypadku dużych bloków pyłowych wyraźnie ograniczona. Intensywność niekorzystnych zjawisk eksploatacyjnych, dotyczących zarówno składowania i przygotowania biomasy, jak samej komory paleniskowej, może jednak zostać znacząco zredukowana poprzez odpowiednią waloryzację surowego paliwa jeszcze przed jej dostarczeniem na teren siłowni ciepłej. Jedną z technologii, którą coraz częściej bierze się pod uwagę jako możliwą do zastosowania w skali przemysłowej, jest torefakcja. Umożliwia ona produkcję biopaliw o parametrach zbliżonych do węgla brunatnych oraz korzystnych cechach w kontekście ich składowania oraz przemiału. Znacznie poszerza możliwości

energetycznego wykorzystania biomasy w obrębie istniejących bloków węglowych lub wielopaliwowych. Stanowi nie tylko realną szansę na spełnienie wymagań środowiskowych, narzucanych na daną instalację spalania, ale również pozwala na rozwój obszarów wiejskich, będących głównym dostawcą paliwa dla energetyki zawodowej dużych mocy.

Problemy związane z zagadnieniem współspalania biomasy

Idea wykorzystania biomasy w obrębie dużych bloków węglowych wyraźnie rozwinęła się w Polsce w pierwszej dekadzie XXI wieku. Dominującą technologią w tym przypadku było współspalanie węgla z biomasą stałą (najczęściej słomą), stanowiące popularne rozwiązanie w przypadku obrotu obowiązującymi do niedawna w polskiej energetyce certyfikatami pochodzenia energii elektrycznej (zielonymi, stanowiącymi narzędzie proekologiczne w zwiększaniu udziału OZE na rynku polskim). Było bądź jest ono realizowane w krajowych elektrowniach (Siersza, Konin, Połaniec, Opole, Stalowa Wola, Jaworzno) oraz elektrociepłowniach (Wrocław, Poznań, Tychy), z wykorzystaniem w tym celu kotłów pyłowych oraz fluidalnych. Współspalanie węgla z biomasą może być realizowane na kilka sposobów (w zależności od rodzaju kotła, udziału dodatkowego paliwa, uwarunkowań technicznych), poprzez:

- mieszanie obu rodzajów paliw przed instalacją młynową i wspólny przemiał bądź wprowadzanie dodatkowego paliwa przez indywidualny węzeł przygotowania (młyn np. młotkowy w przypadku pelletów, pyłoprzewody, palniki) – współspalanie bezpośrednie
- realizację układu hybrydowego (produkcja pary na kolektor zbiorczy z równoległe działających kotłów dedykowanych – opalanych węglem i biomasą)
- uprzednie zgazowanie biomasy i spalanie syngazu (także jako paliwo reburningowe) lub też spalanie biomasy

w przedpalenisku i skierowanie spalin na wymiennik ciepła

- spalanie biomasy na ruszcie znajdującym się w leju żużlowym lub wtrysk zawiesziny biomasy wraz z olejem przez palniki olejowe.

W przypadku kotłów pyłowych, a więc technologii mającej największy udział w obrębie zainstalowanych mocy w Polsce i na świecie [18], wiele ograniczeń technicznych, ekonomicznych oraz eksploatacyjnych przyczyniło się przede wszystkim do rozwoju instalacji umożliwiających współspalanie bezpośrednie. W tego rodzaju układach biomasa wprowadzana jest najczęściej do istniejącego układu nawęglania, gdzie razem z węglem ulega zmieleniu (w młynach węglowych) oraz zmieszaniu razem z pyłem i – już jako mieszanina wielopaliwowa – jest wprowadzana palnikami pyłowymi do komory paleniskowej. Zaletą przedstawionego rozwiązania jest wykorzystanie infrastruktury „węglowej”, co ogranicza do minimum dodatkowe koszty związane ze spalaniem nowego paliwa.

Zidentyfikowano jednak wiele niekorzystnych zjawisk mogących występować w przypadku realizacji powyższego przedsięwzięcia. Wskazuje się, że wynikają one głównie z zauważalnych różnic we właściwościach fizykochemicznych oraz strukturalnych między węglami energetycznymi i samą biomasą [18]. Ich intensywność jest wprawdzie ograniczana poprzez zmniejszanie udziału biopaliw w węglu, np. do 3–12% energii chemicznej mieszaniny paliwowej (także ze względu na ograniczenia w wydajności istniejących młynów) [4, 12, 18], jednak wciąż stanowią one źródło licznych problemów eksploatacyjnych (prowadzących do spadku dyspozycyjności i wzrostu awaryjności urządzeń pomocniczych), obejmujących składowanie, transport, przemiał oraz sam proces spalania paliwa [6].

Oddziaływanie biomasy na kocioł może być różne. Zależy ono m.in. od jej rodzaju, parametrów użytkowych (zawartości popiołu, chloru czy metali alkalicznych), udziału masowego w mieszaninie oraz technologii spalania. Niezwykle istotnym zagadnieniem w przypadku współspalania biomasy jest przede wszystkim potrzeba dotrzymania odpowiednich warunków spalania oraz zapewnienia wysokiej dyspozycyjności instalacji – najlepiej na poziomie sprzed modernizacji. Komora paleniskowa, projektowana najczęściej pod kątem wykorzystania jedynie paliwa węglowego, wymaga możliwie stabilnych parametrów użytkowych (kaloryczności, zawartości części lotnych, matrycy pierwiastkowej, wilgoci, składu substancji mineralnej, ilości spalin) spalane w niej nośnika energii chemicznej. Dlatego też wprowadzane dodatkowo do mieszanki paliwo powinno być możliwie zbliżone jakościowo do paliwa tzw. gwarancyjnego. W przypadku różnic pomiędzy węglami oraz biomasą stałą szczególną uwagę zwraca się na rozbieżności w zawartości tlenu, części składników lotnych oraz wilgoci (w stanie roboczym). Wszystkie one wpływają m.in. na zmianę warunków zapłonu paliwa oraz dynamikę procesu spalania, np. poprzez zwiększenie prędkości płomienia i zmianę zakresu jego stabilności.

Etap suszenia i pirolizy biomasy następuje w niższych temperaturach niż podczas

termicznej dekompozycji węgla. Co więcej, ciepło wydzielane w trakcie spalania biomasy w ok. 70% przypada na części lotne, z kolei dla węgla – do 40% [18]. Najczęściej skutkuje to problemami w realizacji procesu spalania, ryzykiem generowania niedopału oraz wzrostem emisji jednostkowej, przypadającej na jednostkę produkowanej energii użytkowej. Powstający koksik z biomasy może spalać się dłużej niż cząstki węgla kamiennego (szczególnie w przypadku niedostatecznego rozdrobnienia), co przyczynia się do zwiększenia udziału części palnych w popiele i spadku jego wartości handlowej. Technicznym sposobem na ominięcie opisanego zjawiska staje się możliwie dokładny przemiał biomasy, wymagający jednak dodatkowych nakładów finansowych oraz energetycznych. Biomasa surowa może także zawierać również większe ilości wilgoci, co znacząco wpływa na spadek jej wartości opałowej, sama natomiast generuje więcej spalin przypadających na jednostkę paliwa, prowadząc do zmian w warunkach przepływowych wewnątrz komory i zaburzenia rozkładów obciążeń cieplnych poszczególnych powierzchni ogrzewalnych. Bezpośrednie wykorzystywanie biomasy, poza zawilgoceniem oraz odmienną strukturą wewnętrzną, ograniczone jest ze względu na niską gęstość nasypową ($300\text{--}700\text{ kg}\cdot\text{m}^{-3}$), niejednorodność oraz rozproszenie źródeł jej pozyskiwania [12]. Stosując kotły pyłowe, dodatkowym problemem przy mieleniu mieszanki węgla i biomasy w młynach węglowych staje się dotrzymanie wymagań przemiałowych zmodyfikowanego składu mieszanki paliwowo-powietrznej. Struktura włóknista biomasy znacznie odbiega od tej, która tworzy węgle energetyczne (szczególnie kamienne), przez co może się przyczyniać do pogarszania jakości przemiału paliwa dedykowanego. Pogorszenie jakości przemiału przekłada się następnie na pracę samego kotła [23].

Do pozostałych stwierdzonych problemów eksploatacyjnych podczas współspalania węgla z biomasą zalicza się m.in. wzrost emisji HCl w spalinach (zawartość chloru do 0,6% w biomasie; intensyfikacja korozji chlorkowej) [12], obniżenie temperatury spalin (wzrost emisji tlenu węgla (II)) [18], spadek temperatury topnienia popiołów (obecność alkaliów, krzemionki oraz chloru przyczynia się do spadku temperatury mięknięcia nawet do 730°C i zjawisk żużlowania i popielenia) [17], ryzyko cofnięcia się płomienia do pyłoprzewodu (biomasa reaguje szybciej niż węgiel kamienny – wymagane są bezpieczniki przeciwogniowe), zagrożenia pożarowo-wybuchowe (części lotne w przypadku biomasy wydzielają się przy niższych temperaturach niż ma to miejsce w węglach kamiennych). Ze względu na różnice w charakterystykach zapłonu biomasy i węgla wymagane są także nowe powierzchnie magazynowe. Zidentyfikowane problemy eksploatacyjne skutkują spadkiem sprawności kotła, a co jest z tym związane – wzrostem emisji zanieczyszczeń na jednostkę produkowanej energii (wzrost emisji CO_2 o 2,5% na każdy 1 punkt procentowy [18]).

Problemy natury technicznej podczas współspalania można ograniczać poprzez budowę dedykowanych instalacji młynowych na dodatkowe paliwo, oddzielnych

palników bądź też całych kotłów opalanych jedynie biomasą [23]. Celowe staje się także przetwarzanie samej biomasy w tzw. biopaliwa, cechujące się mniejszym zawilgoceniem, korzystniejszą gęstością nasypową, wyższą kalorycznością oraz częściowo zbliżonymi parametrami fizykochemicznymi w stosunku do węgla. Co zrozumiałe, prowadzone w tym celu zabiegi uszlachetniania lub waloryzacji wymagają pewnych nakładów finansowych. Ich poziom winien gwarantować konkurencyjność – ekonomiczną, techniczną – powstającego biopaliwa względem paliw kopalnych.

Torefakcja

Opisane w poprzednim rozdziale zjawiska można ograniczyć m.in. poprzez odpowiednie przygotowanie biomasy za pomocą co najmniej jednej z metod jej tzw. waloryzacji. Skupiają one techniki mechaniczne, termiczne oraz chemiczne umożliwiające konwersję paliwa do innej postaci lub też zmianę części jego własności fizykochemicznych [8]. Popularne obecnie metody mechaniczne i termiczne (rozdrabnianie, peletyzacja, suszenie) są najczęściej niewystarczające do uzyskania korzystnych parametrów użytkowych w przypadku kotłów pyłowych. Znacznie większy potencjał wykazuje tu torefakcja – niestosowana jeszcze w skali przemysłowej, lecz uznawana za metodę przyszłościową [7].

Torefakcję (prażenie, powolną pirolizę) stanowi termiczna obróbka stałego paliwa biomasowego w atmosferze inertej (bez dostępności utleniacza, tj. $\lambda \approx 0$) przy ciśnieniu atmosferycznym. Typowy czas przebywania przetwarzanego materiału w podwyższonej temperaturze (na poziomie $200\text{--}350^{\circ}\text{C}$) zawiera się w zakresie 15–90 min [22]. Produktami procesu są: stały karbonizat (tzw. biowęgiel) oraz torgaz (głównie para wodna oraz CO_2). Ze względu na czas oraz temperaturę, w przeciwieństwie do innych procesów obróbki termicznej paliwa, nie powstają w nim znaczące ilości ciekłych produktów [2, 4]. Torefakcja zasadniczo przyczynia się do jednoczesnego pozbycia się wilgoci z paliwa (efekt suszenia), częściowego odgazowania oraz zmian strukturalnych (zjawisko rozrywania łańcuchów ligniny i celulozy w wyniku działania podwyższonej temperatury [5]), prowadząc do zwiększenia wartości opałowej, ujednolicenia paliwa oraz poprawy jego własności fizykochemicznych pod kątem współspalania z węglem. W przypadku energetyki znajduje on zastosowanie m.in. przy wstępnej obróbce biomasy na potrzeby późniejszego jej zgazowania z wykorzystaniem generatorów strumieniowych (dzięki zmniejszeniu stosunku O/C w paliwie) [9, 16].

Proces dzieli się na pięć głównych etapów:

1. nagrzewanie substratu
2. jego suszenie (do 100°C , swobodne usunięcie wilgoci – dehydratacja)
3. pośrednie ogrzewanie
4. prażenie właściwe (powyżej 200°C)
5. chłodzenie.

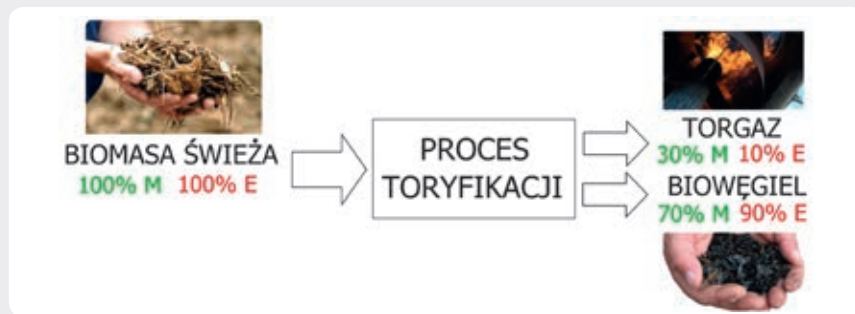
Zasadniczy ubytek masy paliwa ma miejsce w 4 etapie, co jest spowodowane postępującym procesem odgazowania (odparowanie związków organicznych o temperaturze parowania poniżej temperatury procesu). Chłodzenie w atmosferze inertej (poniżej 150°C [5]) pozwala na uniknięcie

samozapłonu karbonizatu w kontakcie z zawierającym utleniacz powietrzem.

Temperatura procesu oraz czas przebywania w jego obrębie powinny zostać dobrane indywidualnie dla każdego rodzaju biomasy. Zbyt wysoka temperatura (najczęściej ponad 350°C) może prowadzić do powstania węgla drzewnego, zaś zbyt długi czas prażenia nie przyczynia się do zasadniczych zmian w obrębie karbonizatu, co ogranicza wydajność instalacji i zwiększa energochłonność procesu [5]. Także w przypadku zmian strukturalnych, zachodzących w obrębie powstającego biopaliwa stałego, wskazuje się na indywidualne reżimy temperaturowe procesów: suszenia, depolimeryzacji oraz odgazowania różnych polimerów (hemicelulozy, ligniny oraz celulozy). W zakresie temperatur procesu trefakcji jedynie dwa pierwsze polisacharydy napotykać na warunki do karbonizacji oraz wstępnej pirolizy właściwej. Fakt ten prowadzi do wniosku, że jakość otrzymanego biowęgla będzie zależna od struktury paliwa wejściowego. Co istotne, wydzielające się części lotne będą różne dla różnych biomasy wejściowej przy zadanych parametrach procesowych.

Podczas trefakcji następuje ubytek masy i energii w stosunku do paliwa wsadowego. Wysokie temperatury procesu skutkują uwalnianiem się wilgoci oraz lotnych związków (najintensywniej przy 250–500°C [16]) stanowiących ok. 23–30% masy początkowej paliwa oraz 10% potencjału energetycznego (rys. 1.). Wartości te wskazują na zagęszczenie energii w obrębie karbonizatu (o ok. 30% w stosunku do substratów), co jest zjawiskiem pożądanym w ekonomicznym transporcie nośników energii chemicznej [4] [5].

Dzięki trefakcji paliwo staje się kruche (poprawa własności przemiałowych dzięki rozerwaniu struktury włóknistej), a nowe właściwości hydrofobowe przyczyniają się do mniejszej pochłaniałości wilgoci (maksymalnie 2% [9]) oraz zwiększonej odporności na degradację biologiczną (dehydratacja i zniszczenie grup hydroksylowych ogranicza zdolność do formowania wiązań wodoru z wodą [5]). Co więcej, skład pierwiastkowy uzyskiwanego biopaliwa jest bardziej zbliżony do węgla – w stosunku do biomasy surowej małe proporcja O/C oraz H/C (diagram van Krevelena) [22]. Powstające paliwo jest też bardziej jednolite niż substrat wprowadzany do procesu, a usunięcie wraz z częściami lotnymi kwasów organicznych oraz innych niskokalorycznych substancji (w tym powodujących dymienie) przyczynia się do poprawy bilansu energetycznego procesu spalania [16]. Zawiera ono również mniej prekursorów substancji smolistych [23]. Stosując trefakcję, skracają się także czas zapłonu części lotnych oraz koksu, zwiększając tym samym stosowność paliwa w technologiach fluidalnych [5]. Ze względu na zmiany strukturalne i fizykochemiczne zapłon karbonizatu następuje szybciej i w niższych temperaturach niż w surowej biomacie. Sam proces spalania przebiega z kolei w dłuższym przedziale czasowym (mniej części lotnych) oraz generuje więcej ciepła [3]. Wraz ze zidentyfikowaniem mechanizmów fizykochemicznych zachodzących podczas trefakcji oraz określeniem jej



Rys. 1. Bilans masy i energii procesu trefakcji, źródło: opracowanie własne: M – % masy wprowadzanej do procesu, E – % energii wprowadzanej do procesu

wpływu na jakość biopaliw podjęto pierwsze próby komercjalizacji rozwiązania w skali przemysłowej. Pojawiły się różne rozwiązania – w przypadku rozwiązań na wielką skalę stosować można m.in. reaktory taśmowe (ang. *belt dryer*), śrubowe (ang. *screw reactor*), bębnowe (ang. *rotating drum*), półkowe (ang. *multiple hearth furnace*), fluidalne (ang. *torbed reactor*), mikrofalowe (ang. *microwave reactor*) lub ze złożem ruchomym (ang. *moving compact bed*) [23]. Przegląd różnych technologii zamieszczono w pracy [11]. O ile proces trefakcji w przypadku przemysłu energetycznego ogranicza się obecnie głównie do instalacji pilotowych (częściej spotykana jest w sektorze budownictwa czy produkcji mebli [10]), o tyle w najbliższej przyszłości winna ona ulec rozpowszechnieniu. Co ważne, niezbędne jest uwzględnienie faktu, że każdy rodzaj biomasy wymaga odrębnych warunków prażenia (czas, temperatura) oraz instalacji transportowej. Wymaga to nawiązania stałej współpracy z lokalnymi producentami biomasy, gwarantującymi stabilne dostawy danego rodzaju materiału o zbliżonych parametrach użytkowych.

Po raz pierwszy proces przemysłowej trefakcji, skierowanej na produkcję paliwa stanowiącego substytut koksu hutniczego, został wdrożony w postaci pilotażowej we Francji (w Laval-de-Cere) już w latach 80. XX wieku. Substratem były w tym przypadku odpady leśne w postaci drewna, w ilości pozwalającej na uzysk 12 tys. ton rocznie karbonizatu [2]. Ze względu na gabaryty (ślismakowy reaktor pośredni), trudności w utrzymaniu stabilnej temperatury oraz niskiej sprawności energetycznej (maksymalnie 75%) rozwiązanie to nie znalazło szerszego zastosowania i po 10 latach zostało wycofane z eksploatacji. Doświadczenia z pracy powyższej instalacji posłużyły jednak do kontynuacji prac laboratoryjnych oraz powstania nowych, bardziej konkurencyjnych rozwiązań.

Jedną z współcześnie rozwijanych technologii trefakcji jest układ bazujący na reaktorze bezpośrednim, realizowany przez Energy Research Centre of the Netherlands (ECN). Powstający w nim strumień torgazu jest częściowo zwracany do reaktora, stanowiąc czynnik wykorzystywany do suszenia oraz trefakcji (po uprzednim podgrzaniu). Produkt ten składa się głównie z pary wodnej (H₂O), dwutlenku węgla (CO₂) oraz części palnych: tlenku węgla(II) (CO) i metanu (CH₄). W belgijskim Amel z kolei istnieje już zakład produkujący pellet i węgiel drzewny

(do 40 tys. ton rocznie) ze stałego produktu procesu trefakcji. Powstające biopaliwo jest przeznaczone do współspalania w pobliskiej elektrociepłowni, która zasila reaktor ciepłem sieciowym. Blisko 50% większą zdolnością produkcyjną charakteryzuje się holenderska instalacja Topell Energy z reaktorem wielostopniowym Torbed. Poza Belgią i Holandią wiele instalacji powstaje (bądź istnieje) również w Hiszpanii (San Sebastian), Austrii (Frohnleiten), Stanach Zjednoczonych (Crockett) oraz Kanadzie (Terrace). Innym rozwiązaniem zagadnienia trefakcji, dedykowanym przede wszystkim dla substratu w postaci słomy, może być użycie fontannowego złoża fluidalnego, w którym czynnikiem fluidyzującym o odpowiedniej temperaturze i składzie pozwala na efektywny proces prażenia niskotemperaturowego biomasy [14]. Zasadniejsze staje się także stosowanie reaktorów bezpośrednich ze złożem ruchomym, pozwalające na skrócenie czasu prażenia oraz obniżenie kosztów produkcji.

Należy zaznaczyć, że przemysłowej produkcji biowęgla powinien towarzyszyć proces peletyzacji. Nie prowadzi on do nadmiernego skomplikowania linii technologicznej (może on być realizowany z wykorzystaniem infrastruktury linii produkcyjnych pelletów konwencjonalnych), umożliwia jednak poprawę objętościowej gęstości energii powstającego biopaliwa, co rzutuje na koszty transportu materiału. Rozdrabnianie surowca przy tego typu rozwiązaniu odbywa się po trefakcji, co pozwala na zmniejszenie nakładów energetycznych, natomiast zintegrowanie procesów suszenia, pirolizy oraz peletyzacji umożliwia uzyskiwanie biopaliwa o korzystnych właściwościach, przy maksymalnym wykorzystaniu energii dostarczonej do instalacji. Przykładem może być holenderski ECN Biomass, który opracował metodę jednoczesnej trefakcji i peletyzacji o nazwie TOP Pellets. Powstające w niej biopaliwo zawiera więcej energii chemicznej w jednostce objętości (do 15,5 GJ/m³) niż pellet z biomasy, uprzednio przetworzonej jedynie metodami mechanicznymi (do 10,5 GJ/m³) [23].

Ważnym punktem przemysłowego procesu trefakcji są ceny produkowanego biopaliwa. Winny być one konkurencyjne w stosunku do węgla energetycznych lub też powinny umożliwiać uzyskanie korzystnych wskaźników ekonomicznych bloku (także dzięki redukcji emisji zanieczyszczeń czy też uzyskiwanym subwencjom zewnętrznym). Średnia cena węgla dla odbiorców przemysłowych zawiera się,

wg JSW SA, w granicach 300 zł za tonę, co przy kaloryczności 27 MJ/kg daje indeks 11,1 zł/GJ. Po przyjęciu, że transport stanowi, w zależności od uzyskanych upustów, 14–29% kosztów zakupionego paliwa [19], zakup i przewóz węgla na odległość 200 km wskazuje na łączną kwotę 342–387 zł/t (12,7–14,3 zł/GJ). Koszty produkcji tony pelletu z karbonizatu (proces TOP Pellet) wg autorów [23] w warunkach polskich mogą wynosić ok. 340 zł, przy nominalnej wielkości produkcji 56 tys. ton rocznie. Przeliczając wartość na GJ energii chemicznej, otrzymuje się wartość na poziomie 16,5 zł/GJ. Koszt transportu oraz składowania wg [11, 21] wyniesie dla metody TOP 10–14 zł za każdy GJ energii (ok. 300 zł za tonę paliwa). Łącznie z kosztami związanymi z wytwarzaniem daje to więc ok. 660 zł za tonę biopaliwa, co stanowi wartość blisko dwukrotnie wyższą w porównaniu z paliwem węglowym (ok. 360 zł/t) – głównie ze względu na wysokie koszty transportu pelletów. Porównując ją jednak do kosztów całkowitych towarzyszących spalaniu pelletów konwencjonalnych, to jest ona blisko o 20% niższa [13]. Co więcej, po odpowiednich zabiegach logistycznych i marketingowych można się spodziewać dodatkowej redukcji kosztów transportu pelletów nawet o połowę [5]. Dalszej redukcji kosztów produkcji elektryczności (wg URE w 2014 roku średnia cena energii elektrycznej dla jednostek centralnie dysponowanych węglem wyniosła 178,18 zł/MWh, a średniawazony koszt węgla, z uwzględnieniem transportu – 86,55 zł/MWh) należy się spodziewać także poprzez ograniczenie opłat za korzystanie ze środowiska naturalnego (emisje NO_x, SO_x, Hg, popiołu), czy też łącznych kosztów związanych z instalacjami ochrony atmosfery.

W przypadku kosztów produkcji pelletów II generacji, to koszt ich wytwarzania może być nawet o 25% wyższy aniżeli biopaliwa wytwarzanego w sposób konwencjonalny (z biomasy nieprzetwarzanej termicznie). Wskazano w tym przypadku na cenę jednostkową za tonę biopaliwa na poziomie 650 zł dla pelletów z biomasy drzewnej i agro (głównie słomy) oraz 820 zł dla tego samego substratu, poddanego jednak uprzedniej torefakcji [5].

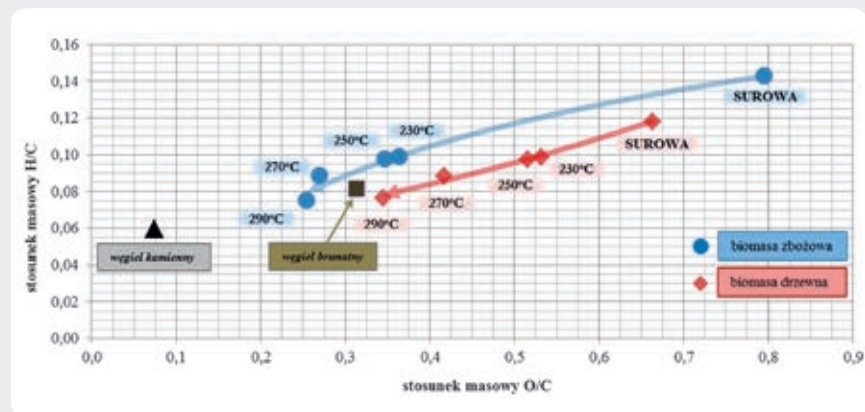
Porównanie własności poszczególnych nośników energii

W tab. 1. przedstawiono parametry fizykochemiczne biomasy surowej oraz poddanej torefakcji, w różnych temperaturach procesowych, wraz z porównaniem do typowych węgli: kamiennego oraz brunatnego.

W przypadku biomasy zbożowej maksimum zmian w rozpatrywanym zakresie temperatur odnotowano przy wartości 270°C. W tej temperaturze wartość opałowa paliwa wynosi 27 MJ/kg. Dla biomasy drzewnej, przy temperaturze 290°C, dalej postępował zasadniczy proces pirolizy, przejawiający się przede wszystkim postępującymi zmianami we własnościach fizykochemicznych. W przypadku biomasy typu agro już temperatura 230°C przyczyniła się do znaczących zmian matrycy pierwiastkowej generowanego paliwa w stosunku do substratu. Uzyskana zawartość części lotnych oraz tlenu w otrzymanywanym biopaliwie była zbliżona jakościowo do niskokalorycznych węgli energetycznych.

próbka	W _t	A	V	Q _i	C	H	N	S	O	O/C	H/C
	% wag			MJ/kg	% wag			-			
przykładowe węgle energetyczne											
węgiel kamienny	2,4	7,8	34,9	27,0	77,2	4,6	1,2	1,1	5,7	0,07	0,06
węgiel brunatny	4,4	16,1	44,4	18,9	55,2	4,5	0,7	1,8	17,3	0,31	0,08
pellet zbożowy											
surowy	7,2	2,3	82,4	17,2	45,5	6,5	2,2	0,1	36,2	0,80	0,14
230°C, 30 min	2,5	4,9	51,7	24,7	62,1	5,2	3,8	0,1	27,9	0,48	0,10
250°C, 30 min	2,1	4,9	50,3	25,3	62,9	5,3	4,0	0,1	20,7	0,35	0,10
270°C, 30 min	1,1	6,1	39,8	27,4	66,5	4,9	4,3	< 0,1	17,1	0,27	0,09
290°C, 30 min	0,8	6,1	38,7	27,5	66,7	5,0	4,3	0,1	17,0	0,25	0,07
pellet drzewny											
surowy	6,7	0,9	84,0	20,0	51,7	6,1	0,3	< 0,1	34,3	0,66	0,12
230°C, 30 min	2,4	1,7	66,8	23,0	58,7	5,8	0,2	< 0,1	31,2	0,53	0,10
250°C, 30 min	2,1	1,6	65,8	23,5	59,6	5,8	0,2	< 0,1	30,7	0,52	0,10
270°C, 30 min	2,5	1,9	59,3	24,8	63,3	5,6	0,3	< 0,1	26,4	0,42	0,09
290°C, 30 min	0,7	2,4	46,1	27,4	67,9	5,2	0,4	< 0,1	23,4	0,34	0,08

Tab. 1. Porównanie własności fizykochemicznych różnych karbonizatów z torefakcji (stan analityczny, czas prażenia 30 min), źródło: [6]: C, H, N, S, O, Hg – udziały wagowe poszczególnych pierwiastków, Q_i – wartość opałowa, V – zawartość części lotnych, A – zawartość popiołu, W_t – zawartość wilgoci całkowitej



Rys. 2. Diagram van Krevelena dla analizowanych paliw, źródło: opracowanie własne

Jak wskazują niezależne badania, za optymalną temperaturę dla procesu powolnej pirolizy można uznać 250–300°C. Dalsze zwiększanie temperatury procesu może prowadzić do uzyskiwania wartości ciepła spalania karbonizatu na poziomie 30 MJ/kg, zawartości wodoru 3–4% oraz węgla do 80%, natomiast wskaźnika FC na poziomie 75% [16]. Analiza diagramu van Krevelena (rys. 2.) pozwala na stwierdzenie, że na drodze torefakcji można uzyskać paliwo zbliżone składem do niskowęglowych węgli energetycznych (brunatnych). Tezę potwierdzają niezależne badania opublikowane w pracy [22].

Na drodze badań stwierdzono, że na jakość uzyskiwanego biopaliwa wpływ mają takie parametry jak rodzaj substratów oraz

temperatura procesu. Co więcej, także w przypadku różnych czasów przebiewania paliwa w obszarze reaktora należy się spodziewać produktów różniących się między sobą. Długość procesu jest o tyle ważna, iż biomasa o większej zawartości wilgoci dłużej będzie podlegała etapowi suszenia, a tym samym zasadnicza piroliza niskotemperaturowa nastąpi później w paliwie mniej wilgotnym [16].

Wraz ze wzrostem temperatury następował wzrost wartości opałowej powstającego biopaliwa. Największa odnotowana wartość biopaliwa w stanie analitycznym była zbliżona do węgla kamiennego. W przypadku stanu roboczego paliwa, ze względu na korzystne właściwości hydrofobowe biopaliwa, może ona ulec nawet zrównaniu.

Pozwala to na wprowadzanie większej ilości energii z OZE do kotła, przy zachowaniu zadanego udziału masowego biopaliwa w obrębie spalanej mieszanki.

Wnioski

W pracy przedstawiono zagadnienie torefakcji jako procesu umożliwiającego zwiększenie popytu na biopaliwa ze strony wytwórczego sektora energetycznego. Wskazano na problemy eksploatacyjne, występujące w czasie spalania jedynie mechanicznie przetworzonej biomasy oraz korzyści, które w tym przypadku wnoszą poddanie jej opisywanemu procesowi. Oszacowano również indeksy cen: karbonizatu oraz węgla kamiennego w odniesieniu do realizacji przedsięwzięcia w skali przemysłowej.

Korzystne cechy biopaliwa stałego pochodzącego z procesu torefakcji, tj.: niska zawartość wilgoci, hydrofobowość, trwałość, jednorodność, korzystne własności przemiałowe, zagęszczanie energii chemicznej w obrębie objętości paliwa, stanowią o korzystnej stronie procesu powolnej pirolizy. Po torefakcji uzyskuje się paliwo o kontrolowanej, stałej jakości przy relatywnie stabilnych kosztach wytwarzania. Pozwala to na trafniejszy dobór infrastruktury do współspalania, niższe koszty eksploatacyjne związane z jej funkcjonowaniem na terenie bloku węglowego oraz redukcję części zagrożeń związanych z obecnością biomasy na składowiskach, w komorze paleniskowej oraz ciągu spalinowym. Torefakcja w niewielkim stopniu ogranicza zjawiska korozyjne oraz intensywność zużycia i popielenia [2], przyczynia się jednak do poprawy właściwości przemiałowych oraz zbliżenia udziału części lotnych i matrycy pierwiastkowej do poziomu węgla energetycznych.

Torefakcja na skalę przemysłową może być stosowana w instalacjach spalania tlenowego (technologia Oxy Fuel), gdzie azot, stanowiący odpad z instalacji wytwarzania tlenu, np. na drodze kriogenicznej separacji powietrza, może być ogrzewany ciepłem odpadowym (np. przez spaliny) oraz kierowany do reaktora (np. fluidalnego). Ze względów ekonomicznych zasadne staje się także kojarzenie instalacji niskotemperaturowej karbonizacji w otoczeniu elektrociepłowni – ciepło nadmiarowe (np. w okresie letnim) może przykładowo zasilać reaktor pracujący okresowo. Powstające biopaliwo może być następnie bezpiecznie składowane oraz wykorzystywane w kotłach węglowych w czasie sezonu grzewczego.

W przypadku energetyki zawodowej znacznym ograniczeniem są obecnie osiągnięte wydajności instalacji. Wskazuje się na planowane wydajności przyszłych instalacji równe na poziomie 20–60 tys. ton rocznie. Zastosowanie technologii mikrofalowej Rotawave brytyjskiego CanBiocoal powinno umożliwić osiągnięcie produkcji równej nawet 110 tys. ton pelletów rocznie [6, 23]. Przy 10-procentowym udziale biopaliwa (o kaloryczności na poziomie 27 MJ/kg w stanie roboczym) strumień ten pozwoli na współspalanie z węglem kamiennym, o podobnej kaloryczności, w bloku o mocy elektrycznej netto na poziomie 460 MW_{e1} (przy dyspozycyjności bloku na poziomie 80% i sprawności netto rzędu 40%). Wskazuje się, że w przypadku holenderskiej technologii ECN jej planowana wydajność

w skali przemysłowej winna osiągnąć poziom największych linii produkcyjnych standardowych pelletów – co najmniej 100 tys. ton rocznie. Inne dane wskazują na plany osiągania w tym czasie wydajności rzędu nawet 1 mln ton (firma Topell) [5]. Wykorzystanie torefakcji pozwoli na powiększenie źródeł biomasy (pochodzenie, jakość, rodzaj) stosowanej na cele energetyczne, natomiast peletyzacja powstającego w niej karbonizatu może się przyczynić do poprawy wskaźników ekonomicznych [1]. Wzrost cen produkcji biopaliwa jest kompensowany poprzez wzrost parametrów energetycznych, a tym samym spadek kosztów przypadających na jednostkę energii chemicznej zakumulowanej w paliwie. Poza rozpatrywanymi blokami dużej mocy karbonizat w postaci pelletów może być stosowany w paleniskach retortowych, rusztowych, fluidalnych czy też w specjalnych palnikach do pelletów, co znacznie zwiększa jego wykorzystanie również w innych instalacjach energetycznych, także mniejszych mocy. Pellety tzw. drugiej generacji, po przemysłowym rozpowszechnieniu technologii ich wytwarzania, powinny stanowić wartościowe paliwo dedykowane dla energetyki zawodowej (spalanie, współspalanie z węglem, zgazowanie), technologii produkcji paliw płynnych, przemysłu chemicznego i metalurgicznego (jako środek redukcyjny) oraz indywidualnych układów grzewczych (kominki, kotły na pellety). Istotną kwestią pod kątem opłacalności ich stosowania – w obecnych warunkach dość niekorzystnej w porównaniu z węglem kamiennym – stanie się bez wątpienia odpowiednia logistyka oraz ewentualne subsydia związane z wdrażaniem odnawialnych źródeł energii w sektorze węglowym.

Podziękowania

Autorzy składają podziękowania dr. inż. Krzysztofowi Czajce za pomoc w realizacji przytoczonych badań oraz prof. dr. hab. inż. Wiesławowi Rybakowi za pomoc merytoryczną.

Bibliografia

1. Bergman P.C.A., Combined torrefaction and pelletisation, The TOP process, ECN Biomass report, Petten 2005.
2. Bergman P.C.A. i in., Torrefaction for biomass co-firing in existing coal-fired power stations, ECN Biomass report, Petten 2005.
3. Bridgeman T.G. i in., Torrefaction of reed canary grass, wheat straw and willow to enhance solid fuel qualities and combustion properties, Fuel 2008, Vol. 87.
4. Ilmurzyńska J., Termiczne metody przetwarzania biomasy, Instytut Energetyki, Zakład Procesów Ciepłych, Seminarium „Piroliza biomasy”, Wrocław, październik 2013.
5. Jakubiak M., Kordylewski W., Toryfikacja biomasy, *Archiwum Spalania* 2010, vol. 10, nr 1–2, s. 11–25.
6. Kamiński M., Jakość produktów torefakcji, praca dyplomowa stopnia magisterskiego (promotor: prof. dr hab. inż. Wiesław Rybak), Wrocław: Wydział Mechaniczno-Energetyczny Politechniki Wrocławskiej 2013.

7. Kamiński M., Toryfikacja biomasy – metodologia pomiarów, badania dotyczące jakości produktu procesu, Materiały Konferencji Młodych Naukowców „Wpływ młodych naukowców na osiągnięcia polskiej nauki”, V edycja, cz. 3: nauki inżynierskie, Kraków: Creativetime, 2014, s. 106–111.
8. Kamiński M., Ruziewicz A., Cholewiński M., Przegląd wstępnych metod waloryzacji biomasy, *Dokonywanie Młodych Naukowców* 2014, nr 5, s. 399–401.
9. Klimiuk E., Pawłowska M., Pokój T., Biopaliwa. Technologie dla zrównoważonego rozwoju, Warszawa 2012.
10. Kopczyński M., Toryfikacja wierzby energetycznej, *Energetyka Ciepła i Zawodowa* 2012, vol. 2, s. 39–42.
11. Koppejan J. i in., Status overview of torrefaction technologies, IEA Bioenergy Task 32 report, Enschede 2012.
12. Spalanie i paliwa, red. Kordylewski W., Wrocław 2008.
13. Kordylewski W., Współspalanie biomasy z węglem, materiały do kursu „Spalanie i paliwa” [online] http://www.spalanie.pwr.wroc.pl/dydaktyka/wyklad_spal_en.htm [dostęp: 28.04.2015].
14. Kordylewski W., Tarek A., Wybrane właściwości toryfikatów z krajowych i importowanych biomasy, *Archiwum Spalania* 2012, vol. 12, nr 3, s. 109–116.
15. Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, Krajowy bilans emisji SO₂, NO_x, CO, NH₃, NMLZO, pyłów, metali ciężkich i TZO za lata 2011–2012, Raport syntetyczny, wersja v2, 2014.
16. Kratofil M. i in., Badania procesu toryfikacji biomasy, *Polityka Energetyczna* 2014, t. 17, z. 4, s. 137–146.
17. Nielsen H.P. i in., The implications of chlorine-associated corrosion on the operation of biomass-fired boilers, Prog. Energy Combustion Science 2000, Vol. 26.
18. Rybak W., Spalanie i współspalanie biopaliw stałych, Wrocław 2006.
19. Stala-Szuląg K., Koszty dostawy węgla kamiennego do wybranych użytkowników, *Polityka Energetyczna* 2015, t. 15, z. 2, s. 85–98.
20. Ściążko M., Zuwała J., Pronobis M., Zalety i wady współspalania biomasy w kotłach energetycznych na tle doświadczeń eksploatacyjnych pierwszego roku współspalania biomasy na skalę przemysłową, *Energetyka i Ekologia* 2006, marzec, s. 207–220.
21. Uslu A., Faaj A., Bergman P., Pre-treatment technologies and their effect on international bioenergy support chain logistics, Techno-economic evaluation of torrefaction, fast pyrolysis and pelletisation, *Energy* 2008, Vol. 33, s. 1206–1223.
22. Wilk M., Magdziarz A., Kalemba I., Characterization of renewable fuels' torrefaction process with different instrumental techniques, *Energy* 2015, nr 87, s. 259–269.
23. Zuwała J., Kopczyński M., Robak J., Ocena efektywności techniczno-ekonomicznej sprzężonego układu toryfikacja-peletyzacja-współspalanie biomasy, *Polityka Energetyczna* 2014, t. 17, z. 4, s. 147–158.

Maciej Cholewiński

mgr inż.

Politechnika Wroclawska

e-mail: maciej.cholewinski@pwr.edu.pl

Absolwent studiów na kierunku Energetyka na Wydziale Mechaniczno-Energetycznym Politechniki Wroclawskiej. Obecnie doktorant (dziedzina: Energetyka) w Katedrze Technologii Energetycznych, Turbin i Modelowania Procesów Ciepłno-Przepływowych (W9/K3) na Politechnice Wroclawskiej, opiekun naukowy: prof. dr hab. inż. Wiesław Rybak. Główne obszary zainteresowań naukowych: prognozowanie emisji zanieczyszczeń z procesów spalania, analizy fizykochemiczne paliw stałych, technologie energetyczne nowej generacji (m.in. energetyka jądrowa, alternatywne źródła energii, wykorzystanie energii odpadowej), komputerowe wspomaganie projektowania. Autor lub współautor ponad 30 publikacji naukowych w recenzowanych czasopismach, stypendysta Wydziału Gospodarki Urzędu Marszałkowskiego Województwa Dolnośląskiego.

Michał Kamiński

mgr inż.

Uniwersytet Przyrodniczy we Wrocławiu

e-mail: michal.kaminski@up.wroc.pl

Absolwent studiów na kierunku Energetyka na Wydziale Mechaniczno-Energetycznym Politechniki Wroclawskiej. Obecnie doktorant (dziedzina: Inżynieria Rolnicza) w Zakładzie Niskoemisyjnych Źródeł Energii i Gospodarki Odpadami na Uniwersytecie Przyrodniczym we Wrocławiu, opiekun naukowy: prof. dr hab. Leszek Romański. Główne obszary zainteresowań naukowych: odnawialne źródła energii i gospodarka odpadami, analiza instalacji z wykorzystaniem metod termowizyjnych, metody pomiaru strumieni przepływu masy i objętości. Autor lub współautor kilkunastu publikacji naukowych w recenzowanych czasopismach, stypendysta Wydziału Gospodarki Urzędu Marszałkowskiego Województwa Dolnośląskiego.